

STAT

Геология НЕФТИ

STAT

STAT

6

ГОСТОПТЕХИЗДАТ • 1957

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
<i>Мальцев М. В.</i> Перспективы открытия новых нефтяных залежей в Урало-Волжских районах	1
<i>Годин Ю. Н.</i> Региональные геофизические исследования	7
<i>Свищев М. Ф.</i> Основные черты тектоники Чкаловской области	15
<i>Тимергазин К. Р.</i> Кристаллический фундамент Западной Башкирии	24
<i>Путкардзэ А. Л.</i> Новые данные о тектонике Бакинского архипелага	32
<i>Ованесов Г. П.</i> Применение бурового станка «Уфимец» при поисках и разведке нефтяных месторождений Башкирии	41
<i>Афонин В. И., Копосов И. А., Романов Ю. А., Черняева В. Г.</i> Опыт применения наземной радиометрической съемки в Нижнем Поволжье и Предкавказье	48
<i>Орел В. Е., Фейгин М. В.</i> Продуктивность палеоценовых отложений в Северском районе Краснодарского края	52
<i>Розанов Л. Н.</i> Возможное объяснение причины смещенного залегания контура нефтеносности Копей-Кубовского месторождения	55
<i>Мехтиев Ш. Ф.</i> Формирование солевого состава вод ПК свиты	58
<i>Кобранова В. Н.</i> Влияние химико-минералогического состава пород на их диффузионно-адсорбционную активность	60
<i>Маловицкий Я. П. и Юдин Г. Т.</i> Открытие новой нефтегазосной провинции в Алжире	64
<i>Алексеев Ф. А., Барс Е. А., Гуллева Л. А., Глезер В. Г., Гавриленко Е. С., Коган С. С.</i> О неправильном понимании генетической классификации вод В. А. Сулима	66
<i>Чернов Н. Ф.</i> К утверждению проектов разработки центральных площадей Ромашкинского и Шкаповского месторождений	69
Новые книги	72

STAT

Редакционная коллегия

М. В. АБРАМОВИЧ, В. Ф. АНДРЕЙКО, Б. К. БАБА-ЗАДЕ, А. И. БОГДАНОВ, И. О. БРОД, И. В. ВЫСОЦКИЙ, Г. Л. ГРИШИН, Б. Ф. ДЪЯКОВ, И. П. ЗУБОВ, Н. А. КАЛИНИН, С. Т. КОРОТКОВ, М. С. ЛЬВОВ (зам. редактора), С. П. МАКСИМОВ (редактор), акад. С. И. МИРОНОВ, М. Ф. МИРЧИНҚ, Г. П. ОВАНЕСОВ, А. А. ТРОФИМУК, В. В. ФЕДЫНСКИЙ, М. М. ЧАРЫГИН.

Адрес редакции: Москва, К-12, Третьяковский пр., д. 1/19, тел. Б 3-17-35.

ГОСУДАРСТВЕННОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
НЕФТЯНОЙ И ГОРНО-ТОПЛИВНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ, МОСКВА

ПРОЛЕТАРИИ ВСЕХ СТРАН, СОЕДИНЯЙТЕСЬ!

Геология НЕФТИ

ОРГАН МИНИСТЕРСТВА
НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
СССР

ГОД ИЗДАНИЯ ПЕРВЫЙ

6

И Ю Н Ь

1957

М. В. МАЛЬЦЕВ

Перспективы открытия новых нефтяных залежей в Урало-Волжских районах

Четверть века назад коллективы геологов ГИНИ, МНИ, НГРИ и других организаций во главе с академиком И. М. Губкиным в большом объеме развернули геолого-разведочные работы в восточной половине Европейской части Союза — на площади между Волгой на западе и Уралом на востоке.

В то время интересующая нас область геологически была изучена слабо. Комплексом геолого-геофизических исследований, планомерно проводимым в ряде областей и республик, в последующие годы были выявлены многие сотни геологических структур, перспективных для разведки на нефть. На сегодня только часть из них разведана глубоким бурением.

В мае 1957 г. исполнилось двадцать пять лет со времени, когда под руководством И. М. Губкина и его воспитанника А. А. Блохина было открыто первое на востоке крупное Ишимбаевское нефтяное месторождение, приуроченное к пермским образованиям.

Несколько позже в результате проведенной промышленной разведки были также открыты нефтяные залежи в каменноугольных и девонских отложениях.

На заре развития восточной нефти, в 1939 г., И. М. Губкин писал: «Пржде всего необходимо указать, что в отличие от Бакинского района, где число нефтеносных пластов многих месторождений достигает 17, в Урало-Волжской области оно по отдельным струк-

турам пока составляет 1—2. Я говорю «пока», так как на настоящей стадии разведки на всей территории области еще не изучены более глубокие девонские отложения, из которых на Ухте добывается нефть»¹.

И далее он указывает: «Недалеко то время, когда нефтяные месторождения этой области будут считаться десятками».

С тех пор прошло 18 лет, и сейчас можно сказать, что прогнозы И. М. Губкина относительно открытия большого числа нефтеносных горизонтов и месторождений в восточных районах страны подтвердились. Известно, что в стратиграфическом разрезе многих восточных месторождений число нефтеносных горизонтов уже равняется 4—5, а в ряде случаев 7 и даже больше. И есть все основания, как мы увидим ниже, резко увеличить их количество. В сводном же разрезе восточных районов общее число нефтеносных горизонтов превышает 20.

Кроме того, в кавказских районах площадь продуктивных горизонтов бывает сравнительно небольших размеров, а в восточных месторождениях площади по горизонтам, как правило, во много раз превышают первые.

Таким образом, в Урало-Волжской нефтеносной области в результате проведенного большого объема геолого-

¹ Губкин И. М. Избранные сочинения. Урало-Волжская нефтеносная область. Второе Баку. Изд. АН СССР, 1950.

¹ Геология нефти № 6.

разведочных работ были открыты нефтяные залежи пермского, каменноугольного, а затем и девонского возрастов.

Одни из них, как известно, приурочены к терригенным отложениям (песчаникам, алевролитам), другие — к карбонатным (известняки и доломиты).

Примером первых являются нефтеносные горизонты живетского яруса, пашийских слоев, кыновской свиты, угленосной свиты, верей. Вторым могут служить нефтеносные горизонты данково-лебедянских слоев верхнего девона, турнея, намюра башкирского яруса и каширского горизонта среднего карбона, артинского и кунгурского ярусов нижней перми и др.

Имеется ли возможность открытия залежей, приуроченных к новым горизонтам стратиграфического разреза, в Волго-Уральской области, и каковы могут быть прогнозы в этом направлении?

Ответ на этот вопрос может быть только утвердительный: возможность открытия залежей имеется и в первую очередь за счет разведки додевонских отложений (бавлинской свиты).

Мощный разрез глубоко залегающих пород изучен недостаточно. Стратиграфическим расчленением бавлинской свиты додевонского (кембрийского?) возраста в течение последних десяти лет занимается ряд исследователей, но имеется еще много нерешенных вопросов по стратиграфии этих отложений.

Кроме того, следует отметить ослабление практического интереса к разведке бавлинских отложений, чему содействовало то, что отмеченные в них нефтепроявления по Байтуганскому, Бавлинскому районам подвергаются сомнению. Наличие нефтепроявлений в кернях бавлинской свиты в этих пунктах объяснилось попаданием в керн нефти из глинистого раствора во время бурения.

Также большим препятствием на пути разведки додевонских отложений является то, что их считали и сейчас еще считают целиком континентальными осадками, в которых нефтяных месторождений якобы не может быть.

Вследствие этих довольно шатких доводов сложилось не только ошибочное,

но и неверное представление о перспективах промышленной нефтеносности бавлинской свиты в области, где она имеет очень большое развитие.

В свое время И. М. Губкин писал, что благоприятные физико-геологические условия для накопления органики и ее преобразования в нефть могли быть на протяжении ряда геологических периодов, начиная с кембрия до настоящего периода.

Мы считаем, что эта точка зрения была и остается правильной в наше время. Именно такие условия были в додевонское (бавлинское), живетское, пашийское, кыновское, доманиковское, визейское и другое время.

Говоря о нефтепроявлениях в бавлинской свите, следует остановиться на следующем.

Достоверность нефтепроявлений по разведочной скв. 2 в Байтугане некоторыми геологами оспаривается и на этом основании делаются отрицательные заключения о бесперспективности бавлинской свиты. Допустим, что они правы. Перспективность бавлинской свиты от этого несколько не уменьшается, для подтверждения чего рассмотрим следующие факты.

1. В 1949 г. на юго-западе Бавлинского месторождения при бурении разведочной скв. 16 с глубины 2139—2178 м был поднят керн, состоящий из кварцевых песчаников. Местами песчаники были хорошо насыщены «живой», газированной нефтью. В зависимости от коллекторских свойств песчаников изменялась степень их насыщенности от участков, хорошо насыщенных нефтью, до участков полного ее отсутствия.

Эти нефтепроявления нами наблюдались на протяжении приблизительно 40 м по кернам нескольких долблений.

Попутно можно отметить, что иногда в керне встречались нефтепроявления в виде ореола. Природа таких нефтепроявлений нам ясна, и она объясняется фильтрацией в керн глинистого раствора, к которому иногда при бурении добавляется дегазированная нефть.

Нефтепроявления по скв. 16, описанные нами, имеют совершенно иной характер.

2. При бурении разведочной скв. 7 в Чернушках по свидетельству главного геолога объединения Молотовнефть И. М. Мельника были подняты кварцевые песчаники нижнебавлинского возраста, сильно пропитанные густой нефтью, принадлежность которой к этим породам никаких сомнений не вызывает.

3. Л. Ф. Солонцов в работе «Додевонские отложения Урало-Поволжья» за 1955 г. приводит данные о нефтепроявлениях по Орьебашевской скв. 11 в песчаниках нижнебавлинского возраста на глубине 2284—2287 м. Им указывается на аналогичные нефтепроявления в этих отложениях на Серафимовской и Северо-Камской площадях.

Таким образом, нефтепроявления, приуроченные к нижнебавлинским отложениям, отмечены в ряде районов области.

4. Бавлинская свита по большому количеству коллекторов отличается от других отложений палеозоя. В ней имеются самые разнообразные коллекторы — от тонкозернистых песчаников до гравелитов, обладающих хорошими коллекторскими свойствами. Суммарная мощность коллекторов превышает 450 м. Имеются также плохо проницаемые или непроницаемые аргиллиты.

5. Долгое время бытовало мнение о континентальном генезисе осадков бавлинской свиты. Исходя из этого, давалось и неправильное заключение о ее бесперспективности в нефтеносном отношении.

Сегодня мы можем твердо сказать, что эти утверждения не соответствуют действительности. Сотрудниками Московского нефтяного института В. П. Флоренским и В. С. Князевым в 1953 г. установлено, что в основании красноцветного разреза бавлинской свиты в Бавлах залегают доломитовые породы морского образования. Это важное уточнение безусловно имеет огромное как теоретическое, так и практическое значение. Кроме того, известно, что нефтяные залежи могут быть приурочены и к континентальным осадкам.

6. Исследования воды, полученной при испытании песчаников бавлинской

свиты скв. 16 в Бавлах, показали, что она относится к типичным хлоркальциевым водам нефтяных месторождений.

Таким образом, мы считаем, что для положительной оценки перспектив нефтеносности бавлинской свиты имеются все благоприятные предпосылки: наличие морских фаций, обильных нефтепроявлений, хлоркальциевой воды, коллекторов, непроницаемых пород-покрышек и др. К этому можно прибавить, что в США (Канзас, Техас и Вайоминг) из кембрийских отложений добывается нефть в промышленном количестве.

Исходя из этого, остановимся на вопросе, обнаружения каких типов нефтяных залежей можно ожидать в додевонских отложениях.

На основании имеющихся у нас геологических данных мы можем предполагать существование в бавлинских отложениях двух типов нефтяных залежей. Один из них может представлять залежи, обязанные наличию литологических ловушек при выклинивании песчаников у бортов кристаллических массивов (см. рисунок). Аналоги таких залежей в нефтяной практике встречаются, как известно, часто.

Другой тип месторождений может представлять залсжи, приуроченные к

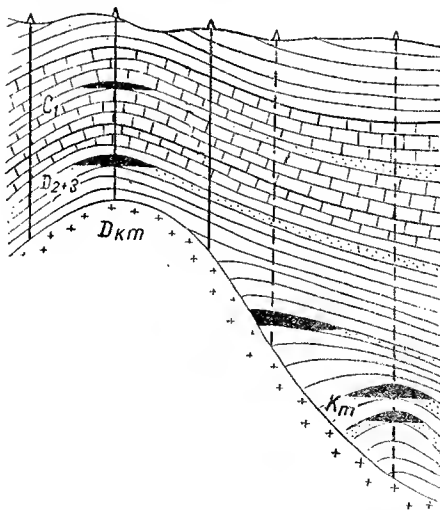


Схема возможного залегания новых нефтяных залежей в депрессиях кристаллического фундамента.

антиклинальным поднятиям в додевонских отложениях. На прилагаемой схеме показаны оба типа вероятных нефтяных залежей в нижнем этаже палеозоя.

Безусловно разведка этой части разреза сопряжена с трудностями, так как разведочные скважины придется бурить на глубины от 2300 до 3500 м.

О возможности открытия новых нефтяных месторождений в девоне и карбоне

В практике разведки девонских месторождений туймазинского типа бывает так, что вследствие стремительного погружения кристаллического фундамента разведочные скважины проходят вблизи или за контуром нефтеносности.

Пустые скважины предостерегают разведчиков от дальнейшего излишнего бурения на девон, а поскольку в бавлинской свите промышленной нефти пока не обнаружено, то разведка на периферии девонской залежи прекращается.

При этом на наш взгляд допускается ошибка при разведке как каменноугольных и девонских, так и додевонских отложений.

Это ошибка в целом влечет за собой и методическую ошибку при разведке нефтяных месторождений.

Рассмотрим интересный случай разведки в Бавлинском районе Татарии.

К югу от самой южной скважины (скв. 8) Бавлинского месторождения на расстоянии 2,5 км была пробурена скв. 11, которая показала резкое погружение структуры с амплитудой до 110 м. Вследствие этого песчаники горизонта D_I оказались водоносными за контуром нефтеносности.

Логично рассуждая, можно прийти к выводу, что к югу от Бавлов на общем фоне погружения пород в южном направлении в сторону Султангулова имеется большая вероятность открытия нового нефтяного месторождения.

Для проверки этого предположения нами была заложена скв. 45 в 3,5 км южнее скв. 11. Оказалось, что в этой скважине пашийские отложения зале-

гают гипсометрически ниже пашийских отложений в скв. 11 на 20 м и что песчаники горизонта D_I также водоносны.

Для закладывания скважины еще дальше на юг одних только региональных геологических сравнений и интуитивных данных было недостаточно. Для последующего обоснования разведки пришлось в этой зоне организовать структурное бурение и сейсмическую съемку. Прошло около двух лет, и на этой площади — Сулинской — трестом Татнефтегазразведка было установлено несколько пермских структур бавлинского простирания. Не менее интересный материал по сейсмике получен сотрудниками ВНИИ геофизика и геофизического института АН СССР. По их данным в западной части площади выявлено залегание кристаллического фундамента на отметках 1450 м, т. е. на 413 м выше залегания фундамента по бавлинской скв. 45. При наличии таких данных стало возможно утвердить проект для бурения 12 скважин. В первую очередь начали бурить скв. 1, 2 и 3, расположенные соответственно в западной, восточной и южной частях площади.

По скв. 1 кристаллический фундамент оказался вскрытым на отметке 1780 м против 1450 м по данным сейсмике, т. е. на 330 м ниже. Тем не менее по сравнению с бавлинской скв. 45 фундамент залегает на 83 м выше. Это обстоятельство подтверждает наличие относительного подъема фундамента, хотя и с меньшей амплитудой.

В скв. 2 на отметке 1596—1607 м вскрыт 11-метровый пласт песчаников горизонта D_I , из которых верхние 9 м оказались нефтеносными, а нижние 2 м — водоносными. Водно-нефтяной контакт находится на отметке 1605 м, т. е. на 118 м ниже отметки ВНК по Бавлинскому месторождению. Кроме того, по скв. 2 и 1 установлена нефтеносность песчаников угленосной свиты C_1^h , а также нефтепроявления в скв. 3 по горизонтам D_I и D_{III} .

Испытание нефтеносных песчаников горизонта D_I по скв. 2 пока не проводилось, тем не менее геологические

данные, полученные по первым трем скважинам, показывают, что в период 1956—1957 гг. на юго-востоке Татарии открыто новое многопластовое Сулинское нефтяное месторождение.

В свете имеющихся геологических данных можно считать, что огромная площадь, расположенная между нефтяными месторождениями — Ромашкинским и Бавлинским на севере, Мухановским и Султангуловским на юге, является весьма перспективной для открытия новых нефтяных месторождений и залежей. Здесь можно ожидать наличие тектонических осложнений на фоне общего погружения пород с севера на юг, к которым могут быть приурочены нефтяные залежи пермских, каменноугольных и девонских отложений, а также два типа залежей в бавлинской свите. Разведку этой площадки, нам кажется, необходимо организовать по методу разведки Ромашкинского месторождения, т. е. располагая скважины по большим профилям длиной 60—80 км каждый.

Аналогичными в отношении перспективности являются районы, расположенные к северу, к северо-востоку от Татарского свода, Аксубаево-Мелекесская депрессия и др.

О возможном открытии новых нефтяных залежей в карбонатных породах

В стратиграфическом разрезе нефтяных месторождений Урало-Волжской области доминирующее место занимают карбонатные породы (известняки и доломиты), общая мощность которых достигает 1500 м. Эти отложения приурочены к трем системам палеозоя: девонской, каменноугольной и пермской.

С первых лет развития нефтяной промышленности востока известно, что нефтеносными горизонтами являются как терригенные, так и карбонатные коллекторы. Однако со времени открытия мощных фонтанных месторождений в терригенных породах девона и карбона интерес к разведке карбонатных отложений заметно понизился. В разведочных скважинах, не говоря уже о эксплуатационных, керн стал от-

бираться только по песчаным горизонтам карбона и девона, а полторакилометровая толща карбонатных пород осталась недостаточно изученной, так как электрокароттаж дает хорошие результаты лишь по терригенным отложениям. Керн из некоторых нефтеносных карбонатных горизонтов внешне имеет слабые нефтепроявления и не является типичным для хорошо нефтеносных пород, что вызывает определенные трудности при качественном подразделении карбонатных пород на нефтеносные и водоносные. При испытании даже нефтеносных известняков не всегда удается получить приток нефти, даже если скважину отгартывают почти полностью. Но при обработке тех же известняков соляной кислотой скважины начинают давать нефть в промышленных количествах вплоть до фонтанной. Так было на Шугуровском промысле: в пробуренных скважинах не было надежды получить нефть из известняков турнея и поэтому их не хотели испытывать. И только после того, когда было объяснено, что нефтепроявления известняков турнея Шугуровского промысла являются аналогичными Бавлам и Туймазам, по нескольким скважинам были произведены испытания и получена промышленная нефть.

В настоящее время нефтяники располагают рядом новых геофизических методов исследования: газовый каротаж, радиоактивный каротаж и др. В свете больших перспектив разведки карбонатных пород возникает необходимость обязательного широкого проведения по разведочным и в ряде случаев по эксплуатационным скважинам комплекса геофизических исследований и в первую очередь газокароттажа.

В последние три года объединение Татнефть стало применять газокаротажные и люминесцентно-битуминологические исследования скважин и были получены обнадеживающие результаты по нефтеносности карбонатных пород девона и карбона.

В результате этих работ только за один 1956 г. по площадям Татарии было выявлено 11 горизонтов с вероятной нефтеносностью. Из них один горизонт в перми, восемь в карбоне и два в де-

воне. Мощность отдельных горизонтов измеряется от 1 до 30 м и более. Так, например, на Сулинской площади по скв. 1 в верхнефаменских карбонатных породах, залегающих на глубине 1428—1477 м, удалось при испытании получить нефть. По предварительным анализам нефть имеет удельный вес около 0,88—0,89, вязкость при 20° С — 5,2 и содержит 3,0% парафина, 2,1% серы, 48% акцизных смол и 5,5% кокса. Выход светлых более 42%.

Приведенные сведения показывают, что эта нефть несколько отлична от нефтей девона и угленосной свиты карбона и, вероятно, будет иметь промежуточное положение между ними.

По той же скважине, выше по разрезу, в карбонатных породах турнея также установлена нефтеносность в интервале 1385—1418 м.

Породы, разделяющие эти два нефтеносных горизонта, являются, очевидно, плотными и непроницаемыми.

На Ново-Бавлинской площади в скв. 441 отмечены нефтепроявления также в верхнефаменских карбонатных породах в интервале 1411—1440 м. В этой же скважине отмечается нефтеносность турнейских известняков по трем участкам на глубине 1335—1367 м мощностью около 12 м.

На Ромашкинском нефтяном месторождении в пределах Восточно-Сулеевской площади в ряде скважин (скв. 580, 658, 916 и др.) отмечаются нефтепроявления в одном или двух пластах известняков турнея мощностью до 20 м.

В связи с большим практическим интересом, который начинают приобретать нефтеносные горизонты, приуроченные к карбонатным породам, мы в нескольких словах осветим их генезис.

Известно, что в доманиковое время были благоприятные условия для накопления органического материала, который мог служить исходным материалом для образования нефти. Мы считаем, что такое толкование близко к действительности. Таким образом, нефть, образовавшаяся в доманике, из-за отсутствия в нем соответствующих пород-коллекторов была выжата в вышележащие карбонатные породы.

Покинув материнские породы доманика, нефть внедрилась в пористые породы и претерпела вертикальную миграцию по франским, фаменским и турнейским отложениям.

Некоторое время нефть, очевидно, паходилась в этих отложениях в рассеянном состоянии.

В дальнейшем по мере формирования структурных форм были созданы благоприятные условия для боковой миграции нефти по направлению к сводам структур. В случаях же отсутствия достаточно плотных пород-покрышек в пределах сформировавшихся структур нефть претерпевала дополнительные вертикальные перемещения до тех пор, пока на ее пути не встречались непроницаемые породы. Поскольку это могло происходить на разных глубинах и в разных горизонтах, то имела место одно- или многоэтажность нефтяных горизонтов. Так в основном был создан этот вид нефтяных залежей. В настоящее время нефть, связанная с карбонатными породами, представляет большой интерес.

Известно, что в ряде случаев из карбонатных горизонтов можно получать и высокодебитную нефть. Так, например, в Куйбышевской области из карбонатов окской свиты получен фонтан с дебитом до 200 т в сутки. В Западной Башкирии из фаменских отложений скв. 315 также получен высокодебитный нефтяной фонтан и т. д.

Из описанного видно, какие огромные задачи стоят перед разведкой новых нефтяных залежей в Волго-Уральской области. Однако продолжать разведку нефтяных недр темпами прошлых лет нельзя. Темпы бурения, как известно, зависят от степени вооруженности буровой техникой.

Разведочные и поисковые скважины у нас бурятся 11 3/4" долотом.

Бурение скважин проводится долго, годами, а это приводит к повышению их стоимости. Настало время, когда темпы разведки следует повысить, а стоимость снизить.

В самом деле, как можно сейчас развернуть разведку новых весьма перспективных горизонтов перми, карбона

и девона, залегающих на глубинах от 300 до 1500 м, если бурение скважин на такие глубины практически производится одними тяжелыми станками. Следовательно, разведчиков нефти следует в короткий промежуток времени обеспечить различными типами облегченных самоходных станков малого диаметра для бурения на глубины 300—1500—2500—3500 м. Также следует отметить, что в последнее время

неудовлетворительно обстоит дело с техникой подъема керна.

В заключение следует подчеркнуть, что перспективы открытия новых нефтяных месторождений и залежей в Урало-Волжской области огромны. И каждое новое нефтяное месторождение, открытое на востоке, будет лучшим памятником отцу нефтяной геологии — академику Ивану Михайловичу Губкину.

✱ ✱ ✱

Ю. Н. ГОДИН

Региональные геофизические исследования

Работами последних лет устанавливаются определенные закономерности в распределении зон нефтегазоаккумуляции в зависимости от регионального тектонического строения [4, 5, 6, 15]. Особенности региональной структуры, история геологического развития отдельных зон, а также план расположения и характер локальных структурных форм осадочной толщи во многом определяются глубинным строением и ходом общего развития крупных элементов земной коры [8, 9, 17]. Поэтому для повышения эффективности нефтепоисковых работ необходимо наиболее полное выяснение регионального геологического строения вводимых в нефтяную разведку новых обширных территорий.

Непосредственные геологические исследования и даже бурение глубоких и сверхглубоких скважин позволяют судить лишь о строении самых верхних слоев земной коры. Наиболее полное познание глубинного строения обширных территорий может быть осуществлено только путем совместного всестороннего анализа геологических данных, материалов глубокого бурения и результатов специально поставленных региональных геофизических исследований, освещающих строение значительно больших глубин, чем это доступ-

но обычным геологическим методам или бурению.

Выявление общих закономерностей глубинного геологического строения путем изучения различных геофизических полей позволит существенно упростить, ускорить и удешевить работы по поискам погребенных структур, составляющих одну из главнейших задач сегодняшнего дня в нефтяной промышленности.

Комплексные геофизические исследования способны решать на данном этапе широкий круг задач.

Первоочередными задачами являются:

а) разрешение в основных и в новых перспективных нефтегазоносных областях Советского Союза наиболее спорных и сложных вопросов региональной тектоники, которые остались не выясненными в процессе предшествующих геологических и геофизических работ и разрешение которых позволит более точно оценить перспективность отдельных районов;

б) тектоническое районирование в пределах отдельных областей; выделение участков земной коры, характеризующихся различной историей своего геологического развития; выявление главных тектонических элементов — региональных поднятий, впадин, глу-

бинных разломов, отдельных крупных блоков фундамента, которым свойственны специфические черты геотектонического развития;

в) картирование поверхности фундамента и схематичное выяснение внутренней структуры фундамента;

г) выявление в геологическом разрезе крупных поверхностей несогласий и выделение отдельных структурных этажей;

д) получение материала для составления карт равных мощностей крупных стратиграфо-литологических комплексов, а в отдельных районах и получение данных по изменению в региональном плане фаций некоторых комплексов отложений;

е) изучение характера глубинных слоев в земной коре с целью более эффективного использования и прежде всего для проведения более обоснованной и полной геологической интерпретации накопленных по различным регионам Советского Союза обширных материалов гравитационно-магнитных съемок;

ж) получение материала для выяснения генезиса и закономерностей распределения и морфологии структурных форм осадочного комплекса в зависимости от глубинного строения преимущественно с целью выбора и обоснования более экономичного и эффективного комплекса поисковых геофизических работ.

Какие методы должны использоваться для региональных геофизических исследований?

Основное значение при региональных исследованиях на современном техническом уровне имеет сочетание гравиметрических, аэромагнитных и сейсмических работ (в некоторых районах дополняемых электроразведочными), проводимых на базе анализа конкретной геологической обстановки. Но ни один из приведенных методов в отдельности, как правило, не способен с достаточной полнотой расшифровать сложное глубинное строение любого изучаемого региона.

Гравиметрический метод является, как это было показано еще

А. Д. Архангельским, В. В. Федыным и др. [2, 3], одним из главнейших методов при региональных исследованиях. Основным достоинством этого метода является возможность характеризовать строение больших глубин. Наблюдаемое гравитационное поле отражает суммарное влияние как верхних, так и глубоких слоев, т. е. оно объективно характеризует распределение отдельных масс в земной коре и косвенно отображает весь ход геотектонического развития определенного участка земной коры. Эти принципиальные особенности одновременно являются и некоторыми недостатками гравиметрического метода, так как затрудняется разделение гравитационного влияния осадочного комплекса, особенностей структуры фундамента и глубинных факторов. Если при достаточной точности съемки гравиметрический метод на локальных площадях позволяет выявлять отдельные детали строения осадочного покрова, то при изучении крупных площадей, когда точность наблюдений меньше, однозначное разделение влияний различных факторов бывает затруднено, а порой и невозможно. Мало помогают в этом и данные магнитометрических съемок. Поэтому при существующей точности съемок и методике интерпретации для однозначной расшифровки гравитационных материалов необходимы дополнительные данные. Основное значение при этом должны иметь специальные региональные сейсморазведочные работы, которые должны представить объективный отправной материал для последующей, более обоснованной интерпретации гравиметрических данных на обширных сопредельных площадях.

Отдельные исследователи пытались ограничить «глубинность» гравиметрического метода, ошибочно объясняя особенности строения гравитационного поля только влиянием верхних слоев земной коры. Между тем при региональных исследованиях преимущество этого метода и заключается в том, что гравитационное поле отражает суммарное влияние всей толщи земной коры, которое может быть расшифровано при помощи небольшого объема дополни-

тельных региональных сейсмических исследований.

При интерпретации гравиметрических материалов в пределах древних платформ основное значение гравитационных аномалий приписывалось влиянию петрографического состава фундамента [1, 3, 14]. Действительно, влияние вещественного состава Русской платформы (например, в пределах Русской платформы) чрезвычайно велико и оно имеет доминирующее значение при распределении аномального поля (аномалии до нескольких десятков миллигал). Поэтому нередки случаи, когда минимумам силы тяжести соответствуют поднятия поверхности фундамента, часто сопряженные с гранитными массивами [14], а максимумам — прогибы. Но во многих районах все же наблюдается прямое качественное соответствие рельефа фундамента со знаком гравитационного поля, хотя преобладающее влияние на него и оказывает внутреннее строение фундамента.

К сожалению, до последнего времени региональные сейсмические работы с постановкой глубинных сейсмозондирований не проводились в пределах Русской платформы, Западной Сибири и других районов, где за последние годы выполнен основной объем гравиметрических работ. Поэтому в большинстве случаев остается еще неясной природа наблюдаемых здесь гравитационных аномалий: связаны ли они с рельефом или петрографической неоднородностью верхних частей фундамента или обусловлены более глубинными или другими факторами [14]. В связи с этим при интерпретации гравиметрических материалов нередко даются самые разнообразные и произвольные трактовки. Не всегда помогают и составляемые в крупных масштабах карты осредненного гравитационного поля и карты остаточных аномалий. Не зная плотности отдельных комплексов, слагающих фундамент, которые колеблются в весьма широких пределах, составители этих карт берут практически мало обоснованные избыточные плотности и в большинстве случаев весьма приближенные глубины залегания фундамента. На основании

этих данных вычисляется гравитационное влияние осадочной толщи и исключается из наблюдаемого поля, и, таким образом, «познается» «остаточное» поле, которое уже геологически интерпретируется. Не более оправдано и составление в крупных масштабах осредненных гравитационных карт, на которых якобы исключено влияние петрографической неоднородности фундамента. Несмотря на осреднения, гравитационные влияния крупных неоднородностей фундамента, создающих весьма интенсивные аномалии, неизбежно остаются и на этих картах.

Необходимость проведения специальных региональных сейсмических работ с применением глубинных зондирований для расшифровки гравиметрических данных может быть проиллюстрирована на примере сильно расчлененного гравитационного поля в Закаспии (рис. 1). Амплитуда изменения аномалий силы тяжести в редукции Буге здесь достигает 120 мгл на расстоянии в 50 км. Крупные брахиантиклинальные структуры, развитые в Прибалханской депрессии, — Небит-Даг, Котур-Тепе, Монжуклы и др., высота которых относительно сопряженных прогибов достигает 2,5—3 км, приурочены к оси регионального минимума силы тяжести, где отметки аномалий силы тяжести достигают 90 мгл, несмотря на то, что в сводовых частях указанных структур ближе к дневной поверхности залегают более плотные породы. В то же время к югу отмечается возрастание силы тяжести на 90 мгл, а сейсморазведкой установлено погружение более плотных мезозойских отложений и возрастание мощности менее плотных терригенных кайнозойских образований.

Таким образом, гравитационное поле не может быть объяснено поведением границы раздела по кровле более плотной карбонатной мезозойской толщи.

Какими же факторами тогда обусловлено наблюдаемое здесь гравитационное поле?

Ответ на этот вопрос дают результаты региональных глубинных сейсмических зондирований, специально проведенных в Туркменистане в 1952 г. Геофизическим институтом АН СССР и

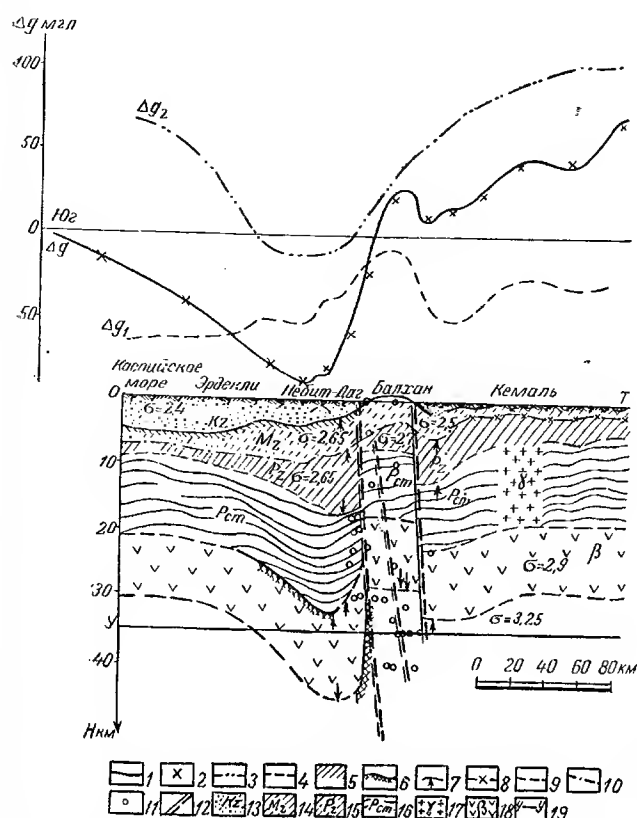


Рис. 1. Геолого-геофизический разрез земной коры по профилю Южный Каспий — Большой Балхан — Туаркы.

1 — аномалии силы тяжести в редукции Буге по данным полевых гравиметровых наблюдений (нормальные значения по формуле Гельмерта $[\Delta g = \Delta g_{\text{набл}} - (\gamma_0 - \Delta g_1 - \Delta g_2)]$, где Δg_1 — поправка за высоту; Δg_2 — поправка за промежуточный слой; 2 — расчетные значения аномалий силы тяжести для представленного разреза; 3 — Δg_2 аномалии силы тяжести, обусловленные влиянием рельефа поверхности Мохоровичича (плотность земной коры $\delta = +0,55 \text{ г/см}^3$); 4 — Δg_1 аномалии силы тяжести, обусловленные влиянием слабо метаморфизованной осадочной толщи ($\delta = -0,2 - 0,4 \text{ г/см}^3$); границы раздела по сейсмическим данным; 5 — по данным корреляционного метода преломленных волн; 6 — по данным глубинного сейсмического зондирования (по И. П. Косминской); 7 — по данным результатов обработки волн P_S землетрясений (по С. С. Андрееву); 8 — границы раздела по аэромагнитным данным; 9 — границы раздела, вычисленные по гравиметрическим данным, с учетом сейсмических и других материалов; 10 — условные границы раздела с учетом геофизических данных; 11 — очаги землетрясений (ошибки нанесения $\pm 5 \text{ км}$); 12 — предполагаемые глубинные разломы по геофизическим данным; 13 — кайнозойский комплекс отложений; 14 — мезозойский комплекс отложений; 15 — палеозойский комплекс отложений; 16 — преимущественно гнейсы; 17 — граниты (возможные); 18 — базальтовый слой; 19 — условная линия мощности земной коры со средней плотностью $2,7 \text{ г/см}^3$.

трестом Средазнефтегеофизика, и материалы обработки землетрясений [8]. В Прибалханском районе по данным этих работ установлен узкий прогиб глубоких горизонтов (базальтовый слой и граница Мохоровичича), характеризующихся высокими граничными скоростями (до 8 км/сек) и соответственно

большой плотностью, которые и создают основной отрицательный региональный гравитационный фон (рис. 1, кривая Δg_2). Как показали исследования последних лет, с аналогичными причинами связаны интенсивные отрицательные региональные гравитационные аномалии на Кавказе, Памире, Тянь-Шане, в Прибайкалье, на юго-востоке Сибири и в других районах [7].

Вычисляя по данным глубинных сейсмозондирований возможный региональный гравитационный фон, обусловленный влиянием глубоких границ раздела (кривая Δg_2), и корректируя его непосредственно по данным гравиметрических съемок, можно рассчитать остаточное гравитационное поле, отображающее особенности структуры верхних частей земной коры и осадочной толщи, представляющее основной интерес для нефтяной геологии.

Аэромагниторазведка. Важнейший материал при региональных исследованиях дает аэромагниторазведка. Достоинством аэромагнитного метода является возможность с относительно небольшими затратами и в сжатые сроки охватить равномерной сетью, непрерывными достаточно детальными исследованиями огромные площади.

Характер наблюдаемого магнитного поля обусловлен как спецификой структурно-фациальных зон фундамента, так и глубиной его залегания. В платформенных областях простота петрографического состава вблизи поверхности фундамента обычно в большей степени отображается на особенностях структуры наблюдаемого магнитного поля по сравнению с аналогичными картами аномалий силы тяжести.

В большинстве районов на магнитных картах (ΔT_a или z_a) весьма от-

четливо проявляются простирания древней складчатости и глубинных разломов или швов глубокого заложения, разделяющих отдельные блоки фундамента, и могут быть приближенно выделены контуры главных тектонических элементов. Однако без дополнительных региональных сейсмических данных могут быть допущены принципиальные ошибки в интерпретации магнитометрических материалов, в особенности при картировании поверхности фундамента. Так, например, отдельные области региональных поднятий фундамента, сложенные более однородными в магнитном отношении образованиями, могут быть приняты за региональные прогибы и наоборот. Ошибочные определения глубин залегания фундамента бывают связаны и с тем, что нередко кровли интрузий, сложенные более магнитными породами, находятся ниже поверхности фундамента или прорывают вышележащую осадочную толщу. Между тем именно при расчетах магнитных аномалий и высчитывается глубина залегания кровли интрузий или других магнитоактивных образований.

Весьма существенные ошибки в определении глубин возникают и в том случае, когда принимается, что наблюдаемая магнитная аномалия обусловлена влиянием одного тела простой формы, в то время как фактически она часто отражает суммарный эффект влияния нескольких близко расположенных тел или тела неправильной, сложной формы и т. д. Поэтому чрезвычайно важно путем проложения отдельных опорных региональных сейсмических профилей или выполнения отдельных сейсмических зондирований определить в некоторых точках контрольные глубины залегания метаморфизованного фундамента и выяснить геологическую сущность отдельных крупных магнитных аномалий — глубины залегания и формы поверхности возмущающих тел и приближенные их контуры. Таким путем во много раз может быть повышена достоверность интерпретации магнитометрических материалов и тектонических схем, составляемых по аэромагнитным съемкам.

Наряду с этим одним из существен-

ных принципиальных ограничений аэромагнитного метода на существующем уровне его развития при региональных исследованиях нефтеносных областей является невозможность для большинства провинций изучать строение осадочного комплекса отложений. О структуре осадочного комплекса по имеющимся аэромагнитным данным можно судить лишь косвенно, опираясь на некоторую унаследованность в развитии тектонического плана структур осадочного комплекса от структуры фундамента.

Сопряженность с характерными элементами аэромагнитного поля значительной части структур второго порядка и даже локальных структур нередко приводила отдельных авторов к неправильным выводам. Опираясь на случайные единичные измерения магнитной восприимчивости (χ) пород осадочной толщи и верхней части фундамента, они приходили к ошибочным утверждениям о соизмеримом влиянии на наблюдаемое магнитное поле осадочной толщи и фундамента. Однако в районах, где встречаются обогащенные ферромагнитными минералами прослой в осадочной толще, высокоточной магнитной съемкой действительно могут быть получены и прямые указания о структуре осадочной толщи. Примером этому могут быть результаты обработки магнитометрических материалов в некоторых районах Азербайджана, выполненные А. И. Заборовским, А. Н. Корневым, А. И. Падеревской и др., и материалы по некоторым районам восточной части Русской платформы.

Сейсморазведка. Из изложенного ясно, насколько велико значение сейсмического метода при региональных исследованиях.

Сейсмический метод в большинстве районов является основным для картирования осадочной толщи, поисков и детальной разведки структур, выявления и трассирования сбросов, ориентировочной оценки стратиграфической приуроченности отдельных формаций и приближенной характеристики литологического состава некоторых комплексов. Детальная интерпретация материа-

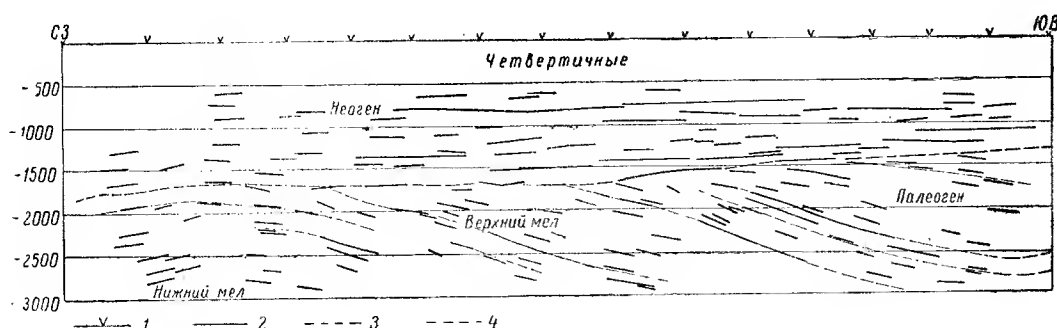


Рис. 3. Сейсмический разрез Мессерианского района юго-западной Туркмении.

1 — пикеты взрыва; 2 — отражающие площадки; 3 — линия размыва; 4 — условный сейсмический горизонт.

Геохимические исследования. Большую помощь в оценке перспектив отдельных районов могут оказать прямые методы обнаружения нефтегазоносных районов — геохимические исследования в широком их понимании. Недооценка и практически исключение из общего комплекса нефтепоисковых работ этого вида исследований не могут быть оправданы¹.

Существовавшая в последние годы недооценка и в связи с этим отставание в расшифровке при помощи комплекса геофизических методов регионального геологического строения обширных территорий Советского Союза, перспективных в нефтегазоносном отношении, вызвали и отставание в некоторых районах поисковых и детальных геофизических работ от текущих потребностей нефтяной промышленности.

Поэтому в данное время завершение или проведение комплексных региональных геофизических исследований в различных районах должно быть выдвинуто на первый план наряду с дальнейшим развитием детальных геофизических работ.

Роль региональных геофизических исследований не должна ограничиваться познанием в кратчайшие сроки регионального геологического строения новых районов, вводимых в разведку. До сего времени остался нерешенным огромный круг тектонических вопросов

¹ На вопросах о роли геохимических работ при региональных исследованиях автор предполагает позже остановиться более подробно в специальной статье.

и в старых нефтеносных областях. Кроме того, региональные геофизические работы обязаны помочь разобраться во многих теоретических вопросах геологии. Ни в коем случае нельзя считать задачу региональных исследований выполненной, когда проведены только аэромагнитные и гравиметрические съемки.

Учитывая, что к настоящему времени во многих районах СССР уже проведены аэромагнитные и гравитационные съемки, первоочередное значение наряду с продолжением дальнейших гравитационных и аэромагнитных съемок приобретают региональные сейсмические работы.

В результате целеустремленной постановки комплексных региональных работ и соответственно упрощения поисковых и детальных геофизических исследований, а также более гибкого сочетания геофизических исследований с профильным и глубоким разведочным бурением могут быть значительно снижены общие затраты на поиски новых нефтегазоносных районов и месторождений. В этой связи весьма важен вопрос, как сделать более экономичными и региональные геофизические работы, которыми должны быть охвачены огромные территории, в том числе и мало обжитые. Естественно, что при региональных исследованиях главная роль должна быть отведена наиболее экономичным аэромагнитным исследованиям. Для получения первых общих региональных представлений могут применяться аэромагнитные съем-

ки 1 : 1000000 масштаба. Но для более полного изучения особенностей регионального строения, сопровождаемого специальными расчетами глубин залегания магнитоактивных тел, необходимы, как правило, съемки масштаба 1 : 200000, но не мельче 1 : 500000. Аэромагнитные работы следует дополнять гравиметрическими. Для региональных построений при наличии указанных масштабов аэромагнитных съемок можно ограничиться гравиметровыми съемками масштаба 1 : 1000000, но с применением более сгущенной сети пунктов наблюдений, позволяющей составлять карты аномалий силы тяжести с сечением в 4 мЛг, а для отдельных районов с некоторой условностью даже и в 2 мЛг. Для большинства районов подобные съемки наиболее целесообразно выполнять с использованием преимущественно авиатранспорта. Эти съемки желательно дополнять отдельными расчетными гравиметрическими профилями со сгущенной сетью наблюдений и повышенной точностью измерений. Широко применяемые в настоящее время достаточно трудоемкие гравиметрические съемки масштаба 1 : 200000 с сечением в 2 мЛг для региональных целей дают мало дополнительного материала по сравнению со значительно более экономичными съемками более мелкого масштаба. Для поисковых же исследований, как правило, нужны съемки еще детальнее, чем съемки 1 : 200000. Поэтому подобные съемки, широко проводимые до настоящего времени в районах Сибири, Средней Азии и др., не могут быть использованы полноценно. Различные попытки составления по материалам этих съемок карт высших производных или карт с исключенным региональным фондом для выделения аномалий, обусловленных влиянием осадочных структур, в большинстве случаев также бесполезны из-за малой точности исходного материала.

Региональные гравитационно-магнитные съемки должны сопровождаться региональными сейсмическими исследованиями. Последние должны проводиться комплексом методов отраженных и преломленных волн и состоять из

отдельных опорных профилей и системы сравнительно редких зондирований с использованием как передвижных установок сейсмографов с закрепленными пунктами взрывов, так и передвижных взрывов с закрепленными стоянками сейсмографов.

Большим ограничением сейсмических работ при региональном изучении крупных площадей являются их громоздкость, сложная организация, большая трудоемкость и высокая стоимость. Поэтому объемы сейсмических работ, проводимых в комплексе с гравитационно-аэромагнитными съемками, должны быть минимальными.

Основным путем для широкого внедрения и удешевления региональных сейсмических работ должно явиться создание специальной малогабаритной облегченной многоканальной сейсмической аппаратуры с магнитной записью и с передачей по радио сигналов от сейсмоприемников к регистрирующей станции, а также всемерное расширение применения для региональных целей специальных сейсмологических работ, использующих естественную энергию местных и удаленных землетрясений и промышленных взрывов.

Вопросы изменения в региональном плане фаций отдельных формаций и некоторые гидрогеологические вопросы могут решаться при помощи электро-разведочных работ. Последними, как известно, могут быть решены и некоторые другие вопросы, весьма важные для общего понимания регионального структурного плана. Наибольшую роль на современном техническом уровне при региональных исследованиях должны сыграть методы, использующие теллурические токи. Для прямой оценки перспектив нефтеносности новых районов должны быть привлечены геохимические исследования.

Все геофизические методы, характеризующая региональное тектоническое строение, позволяют лишь косвенно судить об изменении фаций и возможной нефтегазоносности того или иного района, поэтому они должны проводиться в глубокой увязке с геологическими исследованиями и с бурением отдельных глубоких разведочных, опор-

ных или параметрических скважин. В то же время с целью повышения эффективности геолого-разведочных работ бурение отдельных скважин не должно проводиться в отрыве от комплексных геофизических работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Андреев Б. А. О геологическом значении гравитационной карты Карелии, Финляндии и Ленинградской области. Материалы ЦНИГРИ. Геофизика, сб. 7, 1938.
2. Архангельский А. Д. Геология и гравиметрия. Труды Ин-та геол. и мин., вып. 1, 1933.
3. Архангельский А. Д., Михайлов А. А., Федынский В. В. и Люстих Е. Н. Геологическое значение аномалий силы тяжести в СССР. Изв. АН СССР, сер. геол., № 4, 1937.
4. Бакиров А. А. и Мирчинк М. Ф. О некоторых вопросах теории геотектонического развития крупных структурных элементов земной коры в связи с изучением их нефтегазоносности. Нефт. хоз., № 9, 1951.
5. Бакиров А. А. Опыт изучения геологии кристаллического фундамента Русской платформы на основе опорного бурения. Гос-техиздат, 1954.
6. Брод И. О. Теоретические предпосылки поисков новых нефтегазоносных областей в СССР. Сов. геология, № 47, 1955.
7. Гамбурцев Г. А. и Вейцман П. С. Сопоставление данных глубинного сейсмического зондирования о строении земной коры в

районе северного Тянь-Шаня с данными сейсмологии и гравиметрии. Изв. АН СССР, сер. геофиз., № 9. Изд. АН СССР, 1956.

8. Годин Ю. Н. Комплексные геофизические исследования глубинного строения земной коры на примере Закаспия. Доклад XX международному геологическому конгрессу. Resúmenes de los trabajos presentados, Mexico, 1956.

9. Губкин И. М. Избранные труды. Изд. АН СССР, 1950.

10. Кропоткин П. Н. Происхождение материков и океанов. Природа, № 4, 1956.

11. Магницкий В. А. Основы физики земли. Геодиздат, 1953.

12. Михайлов Н. Н. О соотношении магнитных и гравитационных аномальных полей со структурами восточной части Русской платформы. Литол. сб., 1948.

13. Пейве А. В. Глубинные разломы в геосинклинальных областях. Изд. АН СССР, сер. геол., № 5, 1945.

14. Фотиадис Э. Э. О проблеме геологической интерпретации аномалий силы тяжести на Русской платформе. Прикладная геофизика, вып. 12, 1955.

15. Халин В. Е. Геотектонические основы поисков нефти. Азнефтеиздат, 1954.

16. Шатский Н. С. Основные черты строения и развития Восточно-Европейской платформы. Изв. АН СССР, сер. геол., № 1, 1946.

17. Яншин А. Л. Взгляды А. Д. Архангельского на тектонический характер юго-восточного обрамления Русской платформы и современное представление по этому вопросу. Сб. памяти акад. А. Д. Архангельского, 1951.

* * *

М. Ф. СВИЩЕВ

Основные черты тектоники Чкаловской области

Территория Чкаловской области неравноценна в отношении перспектив нефтегазоносности. Юго-восточная часть области, охватывающая складчатый Урал, сложена на поверхности докембрийскими породами и позднейшими образованиями незначительной мощности и потому в отношении нефтегазоносности интереса не представляет.

Наибольший интерес представляет северо-западная половина области; соответствующая самой юго-восточной части Русской платформы.

В последние годы в пределах этой территории выполнен значительный

объем геолого-разведочных и геофизических работ на нефть и газ. В результате этих работ получены новые данные, позволяющие лучше осветить тектоническое строение и нефтеносность территории, а это имеет важное значение для более успешного направления разведочных работ и повышения их эффективности.

Вскрытый разрез северо-западной части Чкаловской области составляют породы докембрийского фундамента и платформенного покрова.

В строении платформенного покрова участвуют отложения нижнего палеозоя, девона, карбона, перми, в южных

районах также отложения мезозойской группы и третичные отложения. На поверхности распространены преимущественно отложения различных горизонтов верхней перми. Общая мощность платформенного покрова составляет от 1867 м (Егорьевка, скв. 2) до 3100 м и более (Султангулово, скв. 102).

Основные черты современной структуры поверхности кристаллического фундамента

Представление о строении современной структуры поверхности кристаллического фундамента северо-западной части Чкаловской области можно составить на основе данных о глубинах залегания поверхности кристаллического фундамента, о мощности и площади распространения развитых здесь отложений бавлинской свиты. Изучение этих данных по опорным и глубоким разведочным скважинам показывает, что поверхность кристаллического фундамента в пределах рассматриваемой территории имеет довольно сложное строение. Амплитуда колебания рельефа кристаллического фундамента достигает более 1500 м. В строении поверхности кристаллического фундамента северо-западной части Чкаловской области и сопредельных с ней территорий Башкирии, Татарии и Куйбышевской области установлены крупные погребенные структурные элементы (первого порядка), не отражающиеся на структурном плане верхнепалеозойских отложений. Выделяются следующие крупные структурные элементы (см. рисунок).

1. Татарский погребенный свод и Пилюгинский выступ.
2. Северокинельская и Прикаспийская впадины.
3. Моноклиальный склон фундамента.
4. Предуральский прогиб.

Татарский свод. Опорным бурением и глубокими разведочными скважинами на Байтуганской и Егорьевской площадях на севере области установлено, что Татарский свод своим южным склоном заходит в пределы Чкаловской области. Кристаллический

фундамент вскрыт здесь на абсолютных отметках от —1643 до —2071. Поверхность кристаллического фундамента даже в пределах ограниченной площади южной оконечности Татарского свода имеет неровный характер с колебанием абсолютных отметок в 35—420 м и заполнением пониженных участков образованиями бавлинской свиты мощностью до 185 м. Южный склон погружается ступенчатообразно, чем и обуславливается флексурообразное осложнение осадочного комплекса в зоне Байтуганской и Туймазинской дислокаций.

Пилюгинский выступ фундамента. В результате бурения Пилюгинской опорной скв. 18, заложенной к югу от общеизвестного Большекинельского вала, установлено, что, несмотря на значительное увеличение мощности верхнепалеозойских отложений, образования бавлинской свиты в разрезе скважины отсутствуют. Непосредственно на кристаллическом фундаменте залегают терригенные отложения живетского яруса среднего девона. Отсутствие в разрезе скв. 18 бавлинской свиты указывает на наличие в данном районе поднятия кристаллического фундамента, названного местными геологами Пилюгинским выступом.

Отсутствие бавлинской свиты и залегание терригенных отложений девона непосредственно на кристаллическом фундаменте установлено также в глубоких разведочных скважинах на соседних площадях: в скв. 4 Яблоневки, в скв. 50 Городецкой площади и далее к западу в скв. 68, 407, 405, 50, 18 Муханова и скв. 21 Дмитриевки.

Данные опорной скв. 18 (Пилюгино) в совокупности с данными перечисленных глубоких разведочных скважин показывают, что Пилюгинский выступ представляет собой обширную область погребенного поднятия кристаллического фундамента, характеризующегося более погруженным положением относительно Татарского свода. Поверхность кристаллического фундамента в пределах выступа вскрыта на абсолютных отметках от —2871 (в скв. 405 Муханово) до

—3047 (в скв. 50 Городецкой площади). Породы фундамента представлены биотитовыми и пироксеновыми гнейсами.

Размеры, конфигурация и особенности строения Пилюгинского выступа кристаллического фундамента еще не выяснены. Вероятнее всего, он является восточным продолжением Средневожжского (Жигулевского) погребенного свода, простирающегося в широтном направлении от г. Куйбышева почти до восточных границ Чкаловской области. Возможно, что Пилюгинский выступ имеет две вершины: северо-западную и юго-восточную; последняя занимает более возвышенное положение. Поверхность выступа неровная, колебание отметок более 150 м.

Изучение мощностей и литолого-фациальных особенностей девонских отложений и отложений бавлинской свиты районов Байтугана, Пилюгино и Большекинельского вала позволяют установить, что в додевонское и раннедевонское время Пилюгинский выступ занимал гипсометрически, видимо, более высокое положение относительно района Байтугана. И только с конца фаменского века в районе выступа отмечается преимущественное развитие нисходящих движений, которые господствовали в течение всего каменноугольного периода и обусловили более погруженное положение Пилюгинского выступа в настоящее время.

Северокинельская впадина. Между Татарским погребенным сводом кристаллического фундамента на севере и Пилюгинским выступом фундамента на юге расположена область значительного погружения поверхности кристаллического фундамента — Северокинельская впадина, выполненная мощной толщей пород бавлинской свиты. В сопредельных с северной частью Чкаловской области районах Башкирии, к югу от Туймазов, в Бавлах и Серафимовке, бавлинская свита достигает мощности 400—1000 м. Большая мощность бавлинской свиты установлена также на Боровской и Серноводской площадях объединения Куйбышевнефть, расположенных к

ЗЮЗ от Байтугана, и на Калиновской, Красноярской и Султангуловской площадях Большекинельского вала (скв. 8, 15, 35, 70, 102). Скв. 102 Султангулово прошла по бавлинским отложениям более 620 м и полностью бавлинскую свиту еще не вскрыла. Большая мощность бавлинской свиты указывает на то, что Северо-Кинельская впадина имеет древнее заложение и в бавлинское время явилась областью значительного прогибания.

Впадина не является изолированной: на северо-западе она связана с Серноводской впадиной и образует в совокупности с ней Мелекес-Радаевскую впадину (по А. А. Бакирову). На востоке, за пределами области, впадина переходит в прогнутую часть восточного склона платформы и непосредственно связана с Предуральским прогибом.

По отношению к Татарскому своду амплитуда погружения Северо-Кинельской впадины составляет свыше 1400 м. Разведочная скважина на Султангуловской площади достигла глубины 3109 м, что соответствует абсолютной отметке —3011 м и фундамента еще не вскрыла.

По данным работ Туймазинской геофизической экспедиции в области Северокинельской впадины наблюдается плавное залегание слоев фундамента, которое интерпретируется как древняя протерозойская платформа. В свете этих данных вполне возможно предположить, что впадина является большим протерозойским грабеном, выполненным в бавлинское время мощной толщей осадочных образований.

Моноклиальный склон фундамента. К югу от Пилюгинского выступа кристаллический фундамент испытывает дальнейшее погружение в область Прикаспийской впадины. Результаты бурения Бузулукской опорной скв. 1, которая достигла глубины 2988 м и вскрыла отложения фаменского яруса лишь на глубину 118 м, дают основание полагать, что кристаллический фундамент залегает здесь на глубине не менее 3500 м. Далее же к югу фундамент еще более погружает-

ся и вероятнее всего не постепенно, а ступенями, спускающимися к Прикаспийской депрессии. Отражением таких ступеней в платформенном покрове, видимо, и являются намечающиеся здесь зоны поднятий (Южно-Самаркинская, Сыртовская и др.).

Не исключена возможность осложнения моноклиналичного склона фундамента отдельными небольшими выступами. Краевая зона моноклиналичного склона фундамента и переход ее в Прикаспийскую впадину характеризуются сложным строением и, вероятно, имеют ступенчатый характер, связанный с наличием глубинных разломов в фундаменте, которые фиксируются флексуобразными осложнениями и системой дизъюнктивных нарушений в платформенном покрове.

Прикаспийская впадина. Прикаспийская впадина заходит в пределы Чкаловской области лишь своей северной прибортовой частью. Она представляет собой обширную область глубокого погружения кристаллического фундамента и накопления мощных толщ терригенных и гидрохимических отложений и уходит далеко за пределы области, занимая самую юго-восточную часть Русской платформы. Строение поверхности кристаллического фундамента Прикаспийской впадины пока еще остается не выясненным. По данным геофизических исследований кристаллический фундамент в пределах впадины залегает на глубинах более 5000—6000 м.

Предуральский краевой прогиб. Область Предуральского прогиба охватывает территорию юго-восточной части Чкаловской области. Западная граница прогиба проходит несколько восточнее г. Чкалова и является границей северо-западной платформенной части области. Предуральский прогиб представляет собой переходную область от платформы к геосинклинальной области складчатого Урала. Область прогиба характеризуется глубоким погружением кристаллического фундамента и изучена весьма слабо. Докембрийские породы здесь залегают на глубине 5000—7000 м. Переход от платформы к прогибу

сопровождается значительным усложнением тектонического строения платформенного покрова. В западной части прогиба, вероятно, расположена продолжающаяся с севера полоса рифовых массивов, а в центральной части в связи с наличием мощных толщ солей в кунгурских отложениях развиты пластические структуры диапирового типа.

Пространственное расположение основных тектонических элементов кристаллического фундамента платформенной северо-западной части области хорошо увязывается с данными геофизических исследований. Они отражаются на соответствующих картах аномалиями силы тяжести и магнитными аномалиями. Погребенным выступам кристаллического фундамента соответствуют области региональных максимумов силы тяжести. Северо-Кинельская впадина отмечается как область региональных минимумов силы тяжести. Глубинным расколам фундамента, фиксирующимся градиентами силы тяжести.

Основные черты современной тектоники платформенного покрова

На современном этапе познания геологического строения Чкаловской области более или менее полно изучена только тектоника пермских отложений. Глубинное строение области, за исключением района Байтугана и Большекинского вала, не изучено. По пермским отложениям северо-западная часть области характеризуется общим моноклиналичным погружением слоев от области южного склона Татарского свода в юго-западном направлении под углом не более 30'. На фоне этого погружения платформенный покров местами осложнен относительно резкими дислокациями в виде узких зон более крутого падения слоев пород (до 5—7°) амплитудой до 100—500 м, а иногда и более.

В результате проведенных геолого-разведочных и геофизических работ в платформенном покрове северо-запад-

ной части области установлены следующие валоподобные зоны поднятий (структуры второго порядка): Сокско-Шешминская, Большекипельская, Южно-Большекипельская, Малокипельская, Городско-Жуковская, Самаркинская, Алябьевско-Романовская, Южно-Самаркинская, Каргалинская, Салмышская, Сыртовская, Камелик-Чанганская, Уральская и Северо-Уральская (см. рисунок).

Сокско-Шешминский вал располагается на южном склоне Татарского свода, простираясь из пределов Куйбышевской области в северо-восточном направлении, и имеет асимметричное строение. Северо-западное крыло пологое ($30-40'$), юго-восточное — крутое ($12-15^\circ$). Вал испытывает региональное погружение в юго-западном направлении, спускаясь с

южного склона Татарского свода. В районе Байтугана вал расчленяется на две четкие дислокации: Байтуганскую и Туймазинско-Бавлинскую. К первой из них приурочено Байтуганское поднятие. Характерной его особенностью является вначале постепенное увеличение амплитуды и крутизны крыла с глубиной, а затем быстрое выполаживание до полного исчезновения поднятия в пашийских слоях. Туймазинско-Бавлинская дислокация начинается восточнее Байтуганского поднятия Егорьевским поднятием и охватывает Ташлинское, Бавлинское, Туймазинское и Ардатовское поднятия.

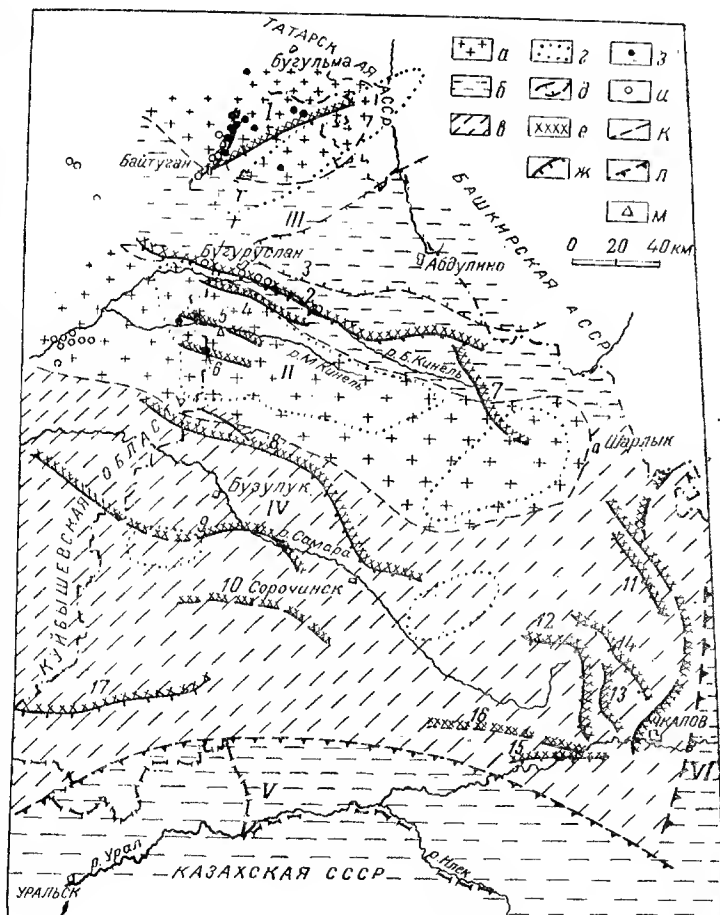
Большекипельский вал отчетливо прослежен на протяжении более 150 км вдоль р. Б. Кинель и наиболее изучен. Имеет почти широтное простирание, сменяющееся у д. Аширо-

Схема основных тектонических элементов северо-западной части Чкаловской области.

Структурные элементы первого порядка кристаллического фундамента: I — Татарский свод; II — Пилыгинский выступ; III — Северо-Кипельская впадина; IV — моноклинальный склон фундамента; V — Прикаспийская впадина; VI — Предуральский прогиб.

Структурные элементы второго порядка платформенного покрова: 1 — Сокско-Шешминский вал; 2 — Большекипельский вал; 3 — Понкинская зона поднятий; 4 — Южно-Большекипельская зона; 5 — Малокипельская зона; 6 — Городско-Жуковская зона; 7 — Алябьевско-Романовская зона; 8 — Самаркинская зона; 9 — Южно-Самаркинская зона; 10 — Сыртовская зона; 11 — Салмышская зона; 12 — Шуваловско-Сенная зона; 13 — Архангеловская зона; 14 — Колганско-Дмитриевская зона; 15 — Уральская зона; 16 — Северо-Уральская зона; 17 — Камелик-Чанганский вал.

а — области погруженных поднятий фундамента; б — области впадин фундамента; в — область моноклинального склона фундамента; г — области региональных максимумов силы тяжести; д — область региональных минимумов силы тяжести; е — структуры второго порядка платформенного покрова; ж — крутые крылья структур второго порядка; з — скважины, вскрывшие фундамент; и — скважины, вскрывшие мощную толщу бавлинской свиты; к — предполагаемые границы погруженных поднятий кристаллического фундамента; л — границы Прикаспийской впадины и Предуральской депрессии; м — опорные скважины.



во на северо-восточное. Далее между селами Борискино и Ефремово-Зыково простирается его снова приближается к широтному. На всем протяжении вал характеризуется асимметричным строением. Крутым крылом является южное, где слои падают под углом 5—7°. Северное крыло вала пологое. Погружение слоев здесь не превышает 30—40'. Восточнее с. Ново-Аширово углы падения на северном крыле резко уменьшаются.

Вдоль оси вала в пределах области с запада на восток установлены следующие поднятия: Степановско-Журавлевское, Бугурусланское, Красноярское, Заглядинское, Султангуловское, Тарханское, Ашировское, Матвеевское, Новоузелинское, Ефремово-Зыковское и Пономаревское. Севернее Большекинельского вала на участке Ново-Степановка — Тарханы параллельно валу четко прослеживается неглубокий прогиб шириной до 20 км и амплитудой 50—60 м, с максимальным погружением слоев калиновской свиты до отметки от —191 до —201.

Севернее этого прогиба по данным структурно-поискового бурения и сейсморазведочных работ намечается новая зона поднятий, названная Нойкин-ской.

Глубоким бурением поднятия Большекинельского вала прослежены и в отложениях нижнего карбона и девона. Однако между поднятиями в различных горизонтах наблюдается несоответствие с общей тенденцией смещения в более древних отложениях в северном направлении.

По кровле калиновской свиты вал характеризуется региональным подъемом в юго-восточном направлении от минус 145—150 м в своде Степановско-Журавлевского поднятия и до +60 в своде Ефремово-Зыковского поднятия.

По нижнекаменноугольным отложениям (по кровле турнейского яруса) на участке Красноярка-Тарханы вал непрерывно погружается от отметки —1508 в своде Красноярского поднятия до отметки —1580 в своде юго-восточного купола Тарханского поднятия, а далее к юго-востоку вновь испытывает

подъем до отметки —1537 в св. 1 Ефремово-Зыково. В районе Тарханского поднятия вал как бы прогнут. Если по калиновской свите Тарханское поднятие гипсометрически выше Красноярского на 35—40 м, то по кровле турнейского яруса, наоборот, ниже на 55—70 м. Аналогичная картина, но в более резко выраженной форме наблюдается и по кровле пашийских слоев.

Отличительной особенностью поднятий Большекинельского вала является увеличение амплитуды и крутизны южного крыла с глубиной.

Южно-Большекинельская зона поднятий располагается за крутым южным крылом Большекинельского вала. Простирается ее соответствует направлению крутого крыла вала, от которого она отделяется небольшим прогибом. В направлении с запада на восток в пределах зоны установлены следующие поднятия: Яснополянское, Кирюшкинское, Пониклинское, Козловское, Краснооктябрьское и Лекаревское. Далее к востоку намечается Южно-Султангуловское и ряд других поднятий. Поднятия этой зоны, так же как и Большекинельского вала, расположены на различных гипсометрических уровнях. Таким образом, наблюдается общее погружение зоны с востока на запад.

Малокинельская зона поднятий прослежена в бассейне р. М. Кинель. Она охватывает Яблоневское, Кинельское, Садкинское, и Пилюгинское поднятия. Два первых из них располагаются уже в Куйбышевской области. Характерной особенностью зоны является отсутствие линейности, четкой выраженности крыльев и беспорядочное расположение простираций больших осей поднятий. В районе Яблоневского поднятия, в его южной части, Малокинельская зона соединяется с Городецко-Жуковской зоной поднятий. Восточнее же они разделяются неглубоким прогибом.

Городецко-Жуковская зона поднятий имеет близкое к широтному простираение. Она прослежена на расстояние более 40 км. Зона ограничена четким крутым южным крылом, правда, более пологим, чем у Большеки-

нельского вала, но имеющим тоже значительную амплитуду, местами превышающую 100 м. По кровле калиновской свиты наблюдается общее погружение дислокации с запада на восток.

В пределах дислокации установлены Городецкое, Жуковское и Державинское поднятия. У всех поднятий более крутыми являются южные крылья. Глубоким бурением локальные поднятия прослежены в нижнепермских и каменноугольных (до верейских) отложениях.

В отложениях же нижнего карбона и девона на месте поднятий наблюдается моноклинальный подъем слоев в северном направлении.

Алябьевско - Романовская зона расположена в районе верхнего течения р. Б. Кинель. Она имеет юго-восточное простираие. Своей северо-западной частью в районе Ефремово-Зыковского поднятия зона примыкает к крутому южному крылу Большекинельского вала. Северо-восточнее зоны структурным бурением прослежен прогиб, отделяющий ее от восточного продолжения Большекинельского вала. В пределах зоны установлены крупные Алябьевское и Романовское поднятия. Дальнейшее юго-восточное продолжение ее пока не прослежено.

Самаркинский вал прослежен структурным бурением на расстоянии более 140 км и является вторым после Большекинельского вала крупным тектоническим элементом на территории области. Вал имеет в основном юго-восточное простираие, несколько отклоняющееся в районе Сорочинска к югу. С юго-востока на северо-запад в пределах вала установлены Малаховское, Сорочинско-Козловское, Родинское, Покровское и Ероховское поднятия.

Далее к северо-западу от Ероховского поднятия вал продолжается в виде двух ветвей. Одну из них — южную — составляют поднятия Долматовско-Воронцовской зоны: Воронцовское и Долматовское. Другую — северную — образуют поднятия Могутовской зоны: Твердиловское, Гремячинское, Могутовское и Неклюдовское.

По кровле сосновской свиты наибо-

лее высокое положение занимают Покровское и Родинское поднятия (—170). К северо-западу и юго-востоку от них наблюдается погружение до отметки —310 на Могутовском поднятии и —190 на Малаховском поднятии. К северу и северо-востоку от Самаркинского вала располагается прогиб с максимальным погружением кровли сосновской свиты в северо-западной части до отметки —360 м. В пределах вала наблюдается несоответствие структур в верхнепермских и нижнепермских отложениях.

Южно-Самаркинская зона установлена структурно-геологической съемкой, электроразведкой и структурным бурением южнее Самаркинского вала, к юго-юго-востоку от г. Бузулука в левобережье р. Самара. Простираие зоны почти параллельное р. Самара. В пределах ее установлены Костинское, Курманаевское, Бузулукское и Погроминское поднятия. К северо-западу Южно-Самаркинская зона продолжается за пределы области. Кулешевская зона поднятий, установленная трестом Куйбышевнефтегазразведка, является, видимо, северо-западным продолжением Южно-Самаркинской зоны.

К юго-юго-востоку от Южно-Самаркинской зоны электроразведочными работами и структурно-геологической съемкой установлены Прокаевское, Шулаевское, Казанское и Михайловское поднятия. В совокупности они намечают собой зону поднятий, названную Сыртовской. Детальное строение зоны и приуроченных к ней поднятий пока не изучено.

Салмышская зона поднятий располагается в краевой юго-восточной части платформы. Она представляет собой четко выраженную и сложно построенную тектоническую зону в основном меридионального простираия.

Углы падения слоев на крыльях приуроченных к ней локальных поднятий достигают десятков градусов. В южном направлении углы падения еще более возрастают. Резкая выраженность зоны и приуроченных к ней локальных поднятий является следствием пластической деформации соленосных толщ кунгура, имеющих здесь мощность свыше

1000 м. Зона участками расчленяется на ветви, образуя параллельные полосы поднятий, которые через некоторые расстояния вновь соединяются. Севернее села Белозерка эта зона окончательно разделяется на две ветви. Одна из них имеет северо-западное направление, а другая, восточная, ветвь уходит за пределы области на территорию Башкирии. Южное продолжение Салмышской зоны пока не прослежено. Имеются основания полагать, что она проходит в меридиональном направлении до р. Сакмары, в долине которой мсняет простирание на юго-западное и так продолжается до г. Чкалова.

Каргалинская группа структур установлена геолого-поисковыми работами в самое последнее время в связи с постановкой работ на газ в Причаловском районе. Эта группа структур располагается в бассейне рек Средняя и Нижняя Каргалки. Тектоническое строение Каргалинской группы структур изучено по кровле калиновской свиты нижнеказанского подъяруса. Группа состоит из нескольких зон поднятий, ступенчато возвышающихся одна над другой в восточном направлении и имеющих почти меридиональное простирание с некоторым отклонением на северо-запад. Гипсометрически самой низкой является Шуваловско-Сенинская зона поднятий. К ней приурочены Сенинское, Владимировское, Репинское, Сыртовское и Шуваловское поднятия с абсолютными отметками сводов поднятий по кровле калиновской свиты от —270 м на Сенинском до —350 на Шуваловском поднятиях. К юго-западу от этой зоны располагается погруженная область.

Северо-восточнее Шуваловско-Сенинской зоны располагается Архангеловская зона. Ее составляют Архангеловское, Струковское, Павловское и Краснополянское поднятия, расположенные на отметках минус 230—250 м. Самое высокое положение занимает Колганско-Дмитриевская зона, характеризующаяся отметками сводов приуроченных к ней поднятий минус 160—170 м. Все зоны поднятий Каргалинской группы структур испытывают общее погружение в южном направлении. Колганско-

Дмитриевская зона в районе г. Чкалова смыкается с Салмышской зоной. Локальные поднятия Каргалинской группы характеризуются четкой выраженностью, неправильной формой в плане, несоответствием простираний поднятий с общим простиранием зон и крутыми западными крыльями. Отдельные поднятия кулисообразно заходят одно за другое. Все эти особенности указывают на проявление пластической деформации соленосных толщ кунгура, имеющих здесь общую мощность около 800 м. Поднятия в верхнепермских отложениях, по всей вероятности, отражают только надсолевую тектонику. Поднятия в нижележащих сакмаро-артинских и каменноугольных отложениях, видимо, сместятся относительно выше лежащих.

Уральская зона поднятий установлена структурно-геологической съемкой в бассейне среднего течения р. Урал, расположена в прибортовой части Прикаспийской впадины и имеет широтное простирание. Зона прослежена на расстояние 50 км, характеризуется большой амплитудой (150—200 м) и крутизной северного крыла (4—5°). Южное крыло не изучено и имеет, видимо, еще большее погружение.

В пределах зоны намечены четыре поднятия: Донгузское, Рычковское, Зубочистинское и Чесноковское. Северное крыло в районе Зубочистинского и Чесноковского поднятий осложнено дизъюнктивными нарушениями северо-западного простирания.

К северу от Уральской зоны поднятий намечается еще ряд локальных поднятий: Алексеевское, Елшанское, Петропавловское и др. Они группируются в новую зону поднятий, которую можно назвать Северо-Уральской.

Камелик-Чаганский вал располагается также в прибортовой части Прикаспийской депрессии, в бассейне рек Чаган и Камелик. Вал прослежен на 150 км вдоль широтного отрезка р. Чаган к западу до р. Камелик и имеет широтное простирание.

Характерной особенностью его является асимметричное строение и крутое южное крыло. В пределах сводовой

части вала Союзной геолого-поисковой конторой с запада на восток установлены Курлинское, Соболевское, Сергиевское и Мирошкинское поднятия. К востоку от вала до Уральской дислокации прослежена группа дизъюнктивных тектонических форм. С запада на восток ее составляют Иртекский, Старо-Белогорский, Лапасский, Черепановский и Дубоворошинский грабены.

В современном тектоническом строении платформенного покрова области устанавливается ряд общих закономерностей.

1. Подавляющее большинство валоподобных зон поднятий имеет юго-восточное простирание, соответствующее характеру регионального простирания слоев.

2. Наблюдается постепенное усложнение строения отдельных дислокаций и зон поднятий в южном направлении до образования дизъюнктивных нарушений.

Рассмотренными тектоническими зонами, известными в настоящее время, ни в коей мере не ограничивается возможное установление новых зон. Они могут быть открыты постановкой профильного бурения и сейсмических работ вкрест регионального простирания пород платформенного покрова.

Наибольшие возможности для открытия новых тектонических зон имеются в Северокинельском и центральных районах области.

Структурные соотношения тектонических зон платформенного покрова с крупными элементами кристаллического фундамента

Анализ пространственного расположения известных и рассмотренных выше тектонических зон платформенного покрова по отношению к крупным структурным элементам кристаллического фундамента (см. схему) показывает, что во взаимоотношениях между ними наблюдается определенная зависимость. Наиболее четкие зоны поднятий, как правило, расположены на склонах поднятий фундамента или его впадин. Общие простирания зон поднятий согласуются с простиранием

крупных структурных элементов фундамента. Так, Сокско-Шешминские дислокации расположены на южном погружении Татарского свода и трассируют в общих чертах его южное окончание. В этой связи следует полагать, что новые тектонические зоны, которые будут здесь выявлены, вероятнее всего будут иметь тоже северо-восточное простирание, предопределяемое характером общего простирания южного склона свода и северного борта Северокинельской впадины.

Большекинельский вал, расположенный над впадиной, тяготеет к северному склону Пилюгинского выступа кристаллического фундамента и трассирует его простирание.

Самаркинский вал и Алябьевско-Романовская зона поднятий окаймляют Пилюгинский выступ с юга и с северо-востока, располагаясь на его южном и северо-восточном склонах. Уральская зона поднятий и Камелик-Чаганский вал, имеющие в общем широтное простирание, располагаются параллельно краю Прикаспийской депрессии и повторяют ее контур.

Зона Салмышских дислокаций, находясь в самой краевой части платформы, в общих чертах повторяет контур Предуральского прогиба. Обособленные пологие поднятия, расположенные к югу от западной части Большекинельского вала, и поднятия, группирующиеся в Малокинельскую и Городецко-Жуковскую зоны, находятся в сводовой части выступа.

Нечеткая выраженность локальных поднятий и образуемых ими валоподобных зон в сводовой части Пилюгинского выступа является, видимо, следствием малой мобильности его. Зоны же поднятий, расположенные на склонах погребенных сводов кристаллического фундамента или его впадин, выражены более четко, имеют большую амплитуду и более крутые углы наклона слоев как следствие активного участия этих участков в процессах тектогенеза.

Рассмотренная схема основных тектонических элементов платформенного покрова северо-западной части Чка-

ловской области и их расположения относительно крупных структурных элементов кристаллического фундамента позволяет наметить определенную закономерность размещения региональных зон нефтегазонакопления и выделить районы и зоны, наиболее перспективные для разведки на нефть и газ.

Крупные региональные зоны газонефтегазонакопления в отложениях девона и нижнего карбона приурочены к склонам погребенных поднятий фундамента. Так, известные крупные месторождения Сокско-Шешминского вала Туймазинское, Бавлинское и Байтуганское располагаются на южном погружении Татарского свода. Вновь открытые Алябьевское и Ероховское газовые месторождения приурочены к склонам Пиллюгинского погребенного выступа. Крупные региональные зоны газонефтегазонакопления, как, например, Большекинский вал, связаны с областью внутриплатформенной Северо-Кинельской впадины, с имеющимися здесь благоприятными структурными и литолого-фациальными условиями.

Таким образом, исходя из изложенных представлений с учетом литолого-фациальных особенностей соответствующих продуктивных горизонтов, наиболее перспективными для разведки на нефть в глубоких горизонтах можно считать структуры Алябьевско-Романовской зоны, Самаркинского ва-

ла и восточного продолжения Большекинского вала.

Большой интерес представляет пока плохо изученная в тектоническом отношении область Северо-Кинельской впадины. Зоны нефтегазонакопления здесь могут быть связаны не только с локальными структурами, но и с литологическими ловушками в отложениях бавлинской свиты на бортах впадины.

Значительный интерес представляют также тектонические зоны, осложняющие платформенный покров моноклиналичного склона фундамента в области Предуральского прогиба и Прикаспийской впадины, поскольку эти зоны являются первыми ловушками для нефти и газа на пути их миграции из Предуральского прогиба и Прикаспийской впадины, которые рассматриваются как крупные области нефтеобразования. Но эти зоны характеризуются большими глубинами залегания отложений девона и нижнего карбона, большой мощностью галогенных образований в составе нижней перми, сложным тектоническим соотношением в надсолевых и подсолевых горизонтах и крайне недостаточной общей геологической изученностью.

Наибольший интерес в ближайшее время здесь будут представлять рифовые месторождения Салмышской зоны и Предуральского прогиба при условии разработки дешевого и быстрого метода их открытия.

* * *

К. Р. ТИМЕРГАЗИН

Кристаллический фундамент Западной Башкирии

Кристаллический фундамент пока вскрыт лишь на крайнем западе Башкирской АССР, в пределах Туймазинского, Шаранского и Бакалинского районов, что соответствует юго-восточной части Татарского свода [6, 24]. В остальной части Западной Башкирии фундамент, вероятно, погружен на большую глубину и пока не достигнут ни одной из глубоких скважин, пробу-

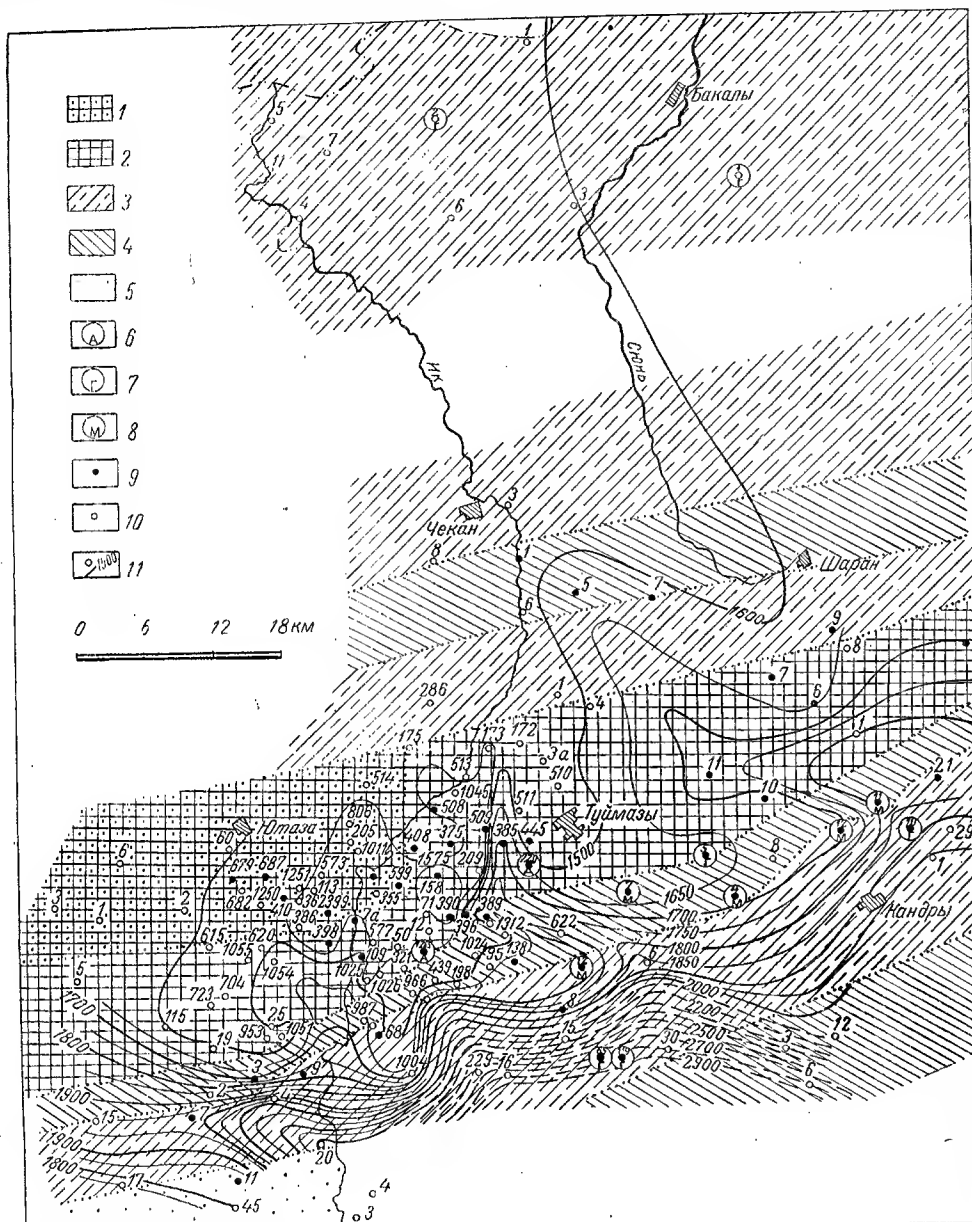
ренных в различных пунктах на глубину 2500—3000 м.

Восточная часть Татарского свода в пределах Западной Башкирии и смежной части Татарии вырисовывается в виде плато с крутым уступом на юге. Склоны его на востоке и северо-востоке еще не выявлены. Не исключена возможность, что последние также крутые. Мы это плато выделяем под назва-

нием Туймазинско-Бакалинского (см. рисунок).

Имеющиеся схемы классификации и возрастных соотношений пород кристаллического фундамента (см. литера-

туру) далеко не отражают действительную картину, до сих пор не дано обобщения всего имеющегося материала по фундаменту Западной Башкирии с указанием пространственного размещения



Схематическая карта подземного рельефа и петрографического состава кристаллического фундамента платформы Туймазинско-Бакалинского района.

1—биотитовые плагиогнейсы зеленовато-серые, сильно хлоритизированные; 2—биотитовые плагиогнейсы, красно-коричневые, ожелезненные; 3—биотитовые микроклиноплагноклазовые гнейсы; 4—гранато-биотитовые и силлимонито-биотитовые гнейсы темно-серые и черные; 5—кварциты; 6—амфиболиты; 7—габбро-диабазы; 8—мионитизированные породы; 9—скважины, разрез которых изучен по керну и каротажу; 10—скважины, разрез которых изучен только по каротажу; 11—отметки поверхности кристаллического фундамента.

всех типов и разновидностей пород и не составлена сводная карта петрографического состава и рельефа кристаллических пород вскрытой части фундамента Западной Башкирии.

В этой статье автор пытается в какой-то мере восполнить указанные пробелы в изучении фундамента Западной Башкирии на основании обобщения всего имеющегося материала.

Генетическая классификация и петрографическая характеристика кристаллических пород

В пределах Туймазинско-Бакалинского района (плато) кристаллический фундамент, по нашему мнению, сложен породами двух генетически различных формаций: древней гнейсовой формации метаморфических пород и более молодой диабазовой формации основных магматических пород. Магматические породы кислого ряда во вскрытой части фундамента Западной Башкирии нами не обнаружены. В породах древней гнейсовой формации отмечается лишь различная степень развития калиевого метасоматоза, связанного, очевидно, с восходящими растворами.

Древняя гнейсовая формация играет господствующую роль, составляя почти 99% всей известной части Туймазинско-Бакалинского плато. Она сложена в основном двумя различными типами пород: гнейсами и амфиболитами. При этом гнейсы резко преобладают, а амфиболиты встречаются в виде единичных небольших изолированных тел среди гнейсов.

Указанные породы древней гнейсовой формации представляют собой типичные метаморфические образования, резко отличные от магматических пород диабазовой формации не только своим петрографическим составом, но и сильной дислоцированностью.

Гнейсы представлены тремя основными разновидностями: биотитовыми плагиогнейсами, биотитовыми плагиоклазо-микроклиновыми и гранато-биотитовыми гнейсами. Вместе с последними довольно часто встречаются силлиманито-биотитовые и силлиманито-

гранато-биотитовые гнейсы. Кроме того, в гнейсовой толще развиты полевошпатово-кварцевые породы (кварциты), вторично возникшие скаполитовые, двуслюдяные, серицитовые и каолиновые породы.

Как видно из схематической карты, в пространственном размещении главных разновидностей гнейсов наблюдается закономерное чередование трех зон развития биотитовых плагиоклазо-микроклиновых гнейсов с тремя зонами распространения гранато-биотитовых и силлиманито-биотитовых гнейсов, а также с одной зоной развития биотитовых плагиогнейсов. Кроме того, обособляется участок развития кварцитов (рис. 1).

Биотитовые плагиогнейсы образуют полосу шириной 10—20 км, протягивающуюся из Ютазинского района Татарии в северо-восточном направлении и проходящую через северную часть Туймазинского и южную часть Шаранского районов Башкирской АССР. Эта полоса проходит в основном через промысловую площадь Туймазинского нефтяного месторождения и поэтому наиболее полно освещена бурением. Однако скважинами вскрыта лишь самая верхняя часть фундамента. Вскрытая мощность фундамента в изученных нами разрезах скважин колеблется от 1 до 15—20 м, но чаще не превышает 1—5 м. Керн из большинства скважин поднят в небольшом количестве, обычно с одного интервала долбления.

Биотитовые плагиоклазо-микроклиновые гнейсы, пользующиеся наиболее широким распространением в рассматриваемом районе, отличаются от описанных выше биотитовых гнейсов своим полосчатым строением и более яркой мясо-красной и розовой окраской с частым чередованием тонких светло окрашенных полосок толщиной 1—1,5 см преимущественно кварцево-полевошпатового состава с такими же примерно полосками темно-серой разности породы, сильно обогащенной биотитом. Эта полосчатость, по нашему мнению, обусловлена не послойным внедрением гранитной магмы, как полагают некоторые исследователи, а первичной тонкой слоистостью их.

Вскрытая мощность этих пород в изученных нами скважинах колеблется от 1 до 10 м.

Характер гнейсов во всех зонах их развития в основном одинаковый. Порообразующими минералами в них являются полевые шпаты, кварц и биотит.

Биотитовые плагиоклазо-микроклиновые гнейсы в южной зоне, в частности на участках Серафимовских скв. 8, 12 и Копей-Кубовской скв. 12, сильно катаклазированы и милонитизированы. Милониты обычно состоят из мелкозернистой кварцево-полевошпатовой основной массы и более крупных обломков полевых шпатов, представленных кислыми плагиоклазами. Последние участками сильно микроклинизированы, скаполитизированы и каолинизированы.

К описываемым гнейсам близко примыкает полевошпатово-кварцевая порода (кварцит), вынесенная из Бавлинской скв. 11. Кварцит имеет розоватую окраску, массивную сливную текстуру с ровным изломом и жирным блеском. Эта порода состоит на 90% из зерен кварца и на 10% из зерен плагиоклазов. Последние часто сильно изменены, в редких случаях микроклинизированы.

Гранато-биотитовые гнейсы очень тесно связаны и паходятся в частом чередовании с силлиманито-гранато-биотитовыми и силлиманито-биотитовыми гнейсами. Они отличаются от предыдущих разновидностей пород гнейсовой толщи своей темно-серой, почти черной окраской, в основном мелкозернистой структурой, более значительным содержанием биотита и кварца, а также граната и силлиманита.

В средней полосе, в частности в Субханкуловских скв. 4, 7 и Копей-Кубовской скв. 11, гранато-биотитовые и силлиманито-биотитовые гнейсы сильно катаклазированы и превращены в типичные милониты. Милонитизированные разновидности этих пород отличаются также наибольшей микроклинизацией, окварцеванием, скаполитизацией и каолинизацией.

Амфиболиты. На юго-восточном крыле Туймазинской структуры, в по-

лосе развития красноцветных биотитовых плагиоклазов, двумя Туймазинскими скв. 220 и 1265 вскрыты типичные амфиболиты. Они представляют собой темно-зеленые, почти черные, полно кристаллические породы, состоящие главным образом из плагиоклаза и роговой обманки, редко из кварца. Вскрытая мощность их по скв. 220 равна 36 м, а по скв. 1265 не превышает 12 м.

В нижней части керна скв. 1265 виден переход амфиболита в биотитовый плагиогнейс через биотито-роговообманковые породы. Почти аналогичные биотито-роговообманковые гнейсы встречены в Бакалинских скв. 4 и 6. Кроме того, в забое Чеканской скв. 1 обнаружены гранато-биотито-роговообманковые скаполитовые породы.

Диабазовая формация. Древняя гнейсовая толща фундамента платформы в пределах Западной Башкирии на некоторых участках прорвана более молодыми совершенно неогнейсованными и недислоцированными основными породами диабазовой формации. Последние развиты, в частности, на участках Субханкуловской скв. 5 и Копей-Кубовской скв. 10 на юге, а также на участках Дубровской скв. 1 и Бакалинской скв. 2 на севере Туймазинско-Бакалинского плато. Кроме того, породы диабазовой формации установлены в нижней части разреза додевонских отложений Серафимовскими скв. 65 и 119, Чекмагушевской скв. 5, Старопетровской скв. 5, Арланской скв. 7, Орьебашскими скв. 14, 22 и 57, Надеждинской скв. 27 и Байкибашской скв. 3. При рассмотрении карты бросается в глаза приуроченность пород диабазовой формации к зонам сильно катаклазированных и милонитизированных пород гнейсового основания. В частности, в такой зоне находятся габбро-диабазы, вскрытые Субханкуловской скв. 5, Копей-Кубовской скв. 10.

Вскрытая мощность габбро-диабазов в пределах Туймазинско-Бакалинского плато по указанным скважинам колеблется в пределах 9—38 м.

Габбро-диабазы в свежем виде представляют собой темно-серую, почти черную породу, имеющую однородную

массивную текстуру и мелкозернистую структуру без всяких признаков огнейсованности. Они состоят главным образом из плагиоклаза и авгита. В незначительном количестве содержится микропегматит. Акцессорные минералы представлены ильменитом и апатитом, эпимагматические — уралитом. Структура породы типично офитовая с хорошо образованными идиоморфными удлиненными призматическими табличками плагиоклаза, имеющими различную ориентировку, и ксеноморфными зернами авгита и микропегматита. По углу симметричного погасания плагиоклаз здесь определяется как андезин № 36.

Керн габбро-диабазов по Дубровской скв. 1 и Бакалинской скв. 2 сильно изменен. Плагиоклазы в них сильно пренититизированы и серицитизированы, авгит — биотитизирован и хлоритизирован, а ильменит превращен в лейкоксен. Кроме того, эти породы пересечены многочисленными тонкими гематито-кварцевыми, гематито-альбито-хлорито-кварцевыми, гематито-карбонатными и халцедоно-каолининовыми прожилками. В них также встречаются вкрапления и тонкие прожилки свежего пирита.

Происхождение и возраст кристаллических пород фундамента

О природе пород древней гнейсовой формации востока Русской платформы существуют два противоположных мнения. Одни исследователи большинство пород этой формации относят к числу ортопород и описывают под названием гранито-гнейсов. К парагнейсам ими относится лишь гранато-биотитовые гнейсы [17, 19]. Кроме того, эти исследователи признают наличие в гнейсовой толще интрузивных тел кислых магматических пород типа микроклиновых гранитов. Другие исследователи, напротив, считают почти все породы древней гнейсовой формации в пределах Западной Башкирии и Татарского свода вообще парагнейсами и отрицают наличие среди них кислых магматических пород [7, 9].

О парагнейсовом характере большинства пород древней гнейсовой толщи

Западной Башкирии, по нашему мнению, свидетельствуют следующие основные факты: 1) зональное и взаимочередующееся расположение отдельных петрографических разновидностей пород, которые образуют полосы, вытянутые в одном направлении, что, вероятно, обусловлено особенностями фациального строения первичных осадочных пород, в частности последовательной сменой одних разновидностей терригенных пород другими в процессе осадконакопления; 2) наличие таких типично метаморфических минералов, как силлиманит и гранат, обычно образующихся при метаморфизации осадочных песчано-глинистых пород; 3) неравномерное распределение породообразующих минералов в породах описываемой толщи, в частности колебание в широких пределах содержания кварца и биотита, что, очевидно, объясняется также фациально-литологическими особенностями первичных осадочных пород; 4) наличие реликтов первичных структурно-текстурных особенностей пород, в частности бластописаммитовой структуры и микрослоистой (полосчатой) текстуры; 5) характер и форма нахождения акцессорных минералов в описываемых гнейсах; зерна таких наиболее часто встречающихся в описываемых породах акцессорных минералов, как апатит и циркон, часто находятся в промежутках зерен породообразующих минералов и нередко обнаруживают хорошую округленность и следы окатанности; 6) явно вторичный характер микроклинизации гнейсовой толщи, охватившей в той или иной степени все разновидности пород, свидетельствует о развитии здесь калиевого метасоматоза, а не о наличии интрузивных тел кислых магматических типа микроклиновых пород и связанных с ними мигматитов.

Амфиболиты, очевидно, представляют собой ортопороду, так как они имеют строго локальное распространение и резко отличный петрографический состав по сравнению с окружающими их биотитовыми гнейсами. Это, вероятно, бывшие диабазовые дайки и силлы, подвергнутые сильной метаморфизации. Биотито-роговообманковые

гнейсы, по-видимому, соответствуют либо смешанным разностям пород на контакте амфиболитов с гнейсами, либо же представляют собой амфиболиты, содержащие новообразования биотита на месте некоторых зерен первичного амфиболита.

Несмотря на признание описываемых пород ортоамфиболитами, они рассматриваются в составе единой древней гнейсовой формации как метаморфические породы, возникшие одновременно и совместно со вмещающими их гнейсами.

Возраст древней гнейсовой формации фундамента Западной Башкирии нами признается нижнеархейским на основании близкого сходства петрографического состава пород этой толщи с нижнеархейскими образованиями Украины и Карелии, высшей степени метаморфизованности ее пород (амфиболитовые и другие высшие фации метаморфизма), преобладающего развития бластических структур и слабого сохранения первичных структур осадочных и магматических пород, а также на основании данных определения абсолютного возраста пород этой толщи. Согласно предварительным данным определения в лаборатории Горно-геологического института БФАН СССР по калий-аргоновому методу абсолютный возраст микроклина в биотитовых микроклин-плаггиоклазовых гнейсах Западной Башкирии исчисляется не менее 1,5 млрд. лет. Если учесть явно вторичный характер и более позднее образование микроклина в этих породах путем метасоматического замещения первичных плаггиоклазов, то представление о более древнем возрасте самих пород древней гнейсовой толщи и принадлежность их к нижнему архею не должны вызывать особых возражений.

Нельзя согласиться с некоторыми исследователями, относящими гранато-биотитовые гнейсы древней гнейсовой толщи Западной Башкирии к нижнему протерозою [17], так как, во-первых, гранато-биотитовые гнейсы и встречающиеся вместе с ними силлиманито-биотитовые гнейсы, как неоднократно подчеркивалось выше, находятся в тесной связи и частом чередовании с биоти-

товыми плаггиоклазо-микроклиновыми гнейсами и биотитовыми плаггиогнейсами и не отличаются от них ни степенью метаморфизации, ни характером дислоцированности, во-вторых, они несут вполне аналогичную с плаггиоклазо-микроклиновыми гнейсами явно вторичную микроклинизацию. Правда, последняя здесь выражена относительно слабо, но это, вероятно, объясняется более тонкозернистой структурой и плотным сложением этих пород. В-третьих, описываемые породы, судя по литературе, наиболее сходны с гранато-биотитовыми и силлиманито-биотитовыми гнейсами нижнего архея Украины и Карелии.

Наше представление о соотношениях древней гнейсовой формации Западной Башкирии с подобными образованиями Карелии, Украины и западного склона Южного Урала изображено на приводимой ниже схеме.

Из этой схемы видно, что древняя гнейсовая формация Западной Башкирии сопоставляется с толщей древних гнейсов Украинского кристаллического массива и свионийской формацией Карелии, относимых к нижнему архею. На Урале породы этого возраста нигде не обнажены.

Во вскрытой части фундамента платформы в пределах Западной Башкирии пока еще не обнаружены аналоги ботнийской и ладожской формаций Карелии и саксаганской (криворожской) железорудной толщи Украины, относимых к верхнему архею [8]. Они здесь, вероятно, размыты длительной эрозией. Однако не исключена возможность нахождения пород верхнеархейского возраста в некоторых участках Западной Башкирии, так как галька пород этого возраста, в частности джеспилитов, встречена в составе конгломератов, залегающих в основании осадочного покрова на Ардатовском участке Туймазинского района [11]. Кроме того, породы этого возраста установлены В. П. Флоренским в некоторых районах Поволжья. В частности, железистые кварциты (джеспилиты) вскрыты скважиной у с. Кудашево в Казанском Поволжье [21].

К верхнему архею на западном склоне Южного Урала относятся наиболее

Схема сопоставления кристаллических пород фундамента Западной Башкирии с архейскими образованиями Карелии, Украины и Южного Урала

Район возраст		Карелия (по упрощенной схеме В. П. Флоренского и Т. А. Лапинской)	Украинский кристаллический массив (по Н. П. Семененко и Ю. И. Половин- киной)	Западная Башкирия (по К. Р. Тимер- газину)	Западная часть Южного Урала (по М. И. Горань)
		Верхний архей	Ботнийская фор- мация гнейсов и сланцев, возможно, породы Ладожской формации. Вторая (постбот- нийская) группа интрузий, пред- ставленная микро- клиновыми грани- тами и различ- ными основными и ультраосновными породами	Саксаганская (криворожская) же- лезорудная толща (сланцы, гнейсы, же- лезорудные квар- циты, тальково-маг- незиальные слан- цы). Серия мета- базитов (основные эффузивы). Граниты, основ- ные и ультраос- новные породы	Вероятно, раз- мыты, так как гальки железистых кварцитов (джес- пилитов) встре- чены в составе конгломератов, за- легающих в осно- вании осадочного покрова
Архейская группа	Нижний архей	Перерыв	Перерыв	Перерыв	Не обнажены
		Свионийская формация различ- ных гнейсов, миг- матитов и амфи- болитов. Первая (пост- свионийская) груп- па интрузий, пред- ставленная олиго- класовыми грани- тами, габбро-амфи- болитами и гипер- стеновыми грани- тами	Толща древних гнейсов, состоя- щая из биотитовых, гранато - биотито- вых, пироксено-пла- гиоклазовых, ам- фиболито - плагио- класовых гнейсов и амфиболитов; им подчинены гнейсы с кордиеритом, сил- лиманитом или ставролитом; мрам- оры и дайки диа- базов. Комплекс пла- гиоклазовых гра- нитов, грано-дио- ритов, основных и ультраосновных пород	Древняя гнейсовая формация, сложен- ная биотитовыми плагиогнейсами, микроклино-плагио- класовыми, гра- нато - биотитовыми и силлиманито-био- титовыми гней- сами; кварцитами и амфиболитами. Толща древних гнейсов прорвана интрузиями более молодых основных магматических по- род диабазовой группы	

древние из обнажающихся пород, объединяемых в тараташскую формацию (свиту) или свиту «М», состоящую из метаморфических сланцев, слюдистых и железистых кварцитов, гнейсов, амфиболитов, рассланцованных диабазовых порфиритов, плагиопорфиритов, их туфов и туффитов [2]. Что касается происхождения пород диабазовой формации, то условия залегания, особенно-

сти минералогического состава и структуры не оставляют сомнения в принадлежности их к числу магматических пород типа габбро-диабазов, представляющих собой интрузивные образования гипабиссальных силловых фаций габбро.

Возраст габбро-диабазов Западной Башкирии большинством исследователей признается протерозойским [3, 20].

По нашему мнению, эти породы являются наиболее молодыми верхнепротерозойскими (рифейскими) образованиями, так как они совершенно неогнейсованы и не дислоцированы и прорывают не только фундамент, но и нижнюю часть осадочного покрова до серафимовской свиты включительно.

ЛИТЕРАТУРА

1. Балаев В. А. Двой и кристаллические породы на западе Башкирии. ДАН СССР, т. 29, № 4, 1940.
2. Гарань М. И. Докембрийские отложения западного склона Южного Урала и связанные с ними полезные ископаемые. Труды XVII сессии международного геологического конгресса, т. II, 1937.
3. Гаррис М. А. О габбро-диабазы кристаллического фундамента в Западной Башкирии. ДАН СССР, т. 103, № 1, 1955.
4. Гаррис М. А. Об энгенетической минерализации в породах кристаллического фундамента и нижней части осадочного покрова Западной Башкирии. ДАН СССР, т. 105, № 2, 1955.
5. Граблин Е. А. и др. Открытие докембрийского кристаллического фундамента в Туймазинском нефтеносном районе. Советская геология, № 10, 1940.
6. Мельников А. М. О поверхности кристаллических пород фундамента на территории Татарской АССР и прилегающих областей. ДАН СССР, т. 103, № 5, 1955.
7. Микрюков М. Ф. и Тимергазин К. Р. Новые данные по стратиграфии и литологии терригенных отложений девона Бавлинско-Туймазинского нефтеносного района. Нефт. хоз., № 9, 1948.
8. Половинкина Ю. И. Эффузивно-осадочные и магматические комплексы Украинского кристаллического массива. Гостехиздат, 1954.
9. Полянин В. А. Рудопроявления в глубоких недрах Татарии. Изд. Гос. музея ТАССР, Казань, 1956.
10. Тимергазин К. Р. О метаморфических породах фундамента платформы, вскрытых чеканской скважиной № 1. Башкирская нефть, № 3, 1951.
11. Тимергазин К. Р. О значении находки галек джессилита в Западной Башкирии. ДАН СССР, т. 91, № 4, 1953.
12. Тимергазин К. Р. О генезисе сульфидов в девонских и более древних породах на востоке Русской платформы. ДАН СССР, т. 105, № 2, 1955.
13. Тимергазин К. Р. О сульфатах гидротермального типа в додевонских и девонских отложениях в Западной Башкирии. ДАН СССР, т. 105, № 3, 1955.
14. Флоренский В. П. К вопросу о петрографических особенностях кристаллических пород основания Русской платформы по наблюдениям в западной части Башкирской АССР. ДАН СССР, т. 79, № 6, 1951.
15. Флоренский В. П. и Лапинская Т. А. Материалы по петрографии архейских пород центральной и восточной части Русской платформы по результатам глубокого бурения. ДАН СССР, т. 83, № 1, 1952.
16. Флоренский В. П. Роговообманковые породы амфиболитового типа в докембрии Западной Башкирии. ДАН СССР, т. 86, № 4, 1952.
17. Флоренский В. П. и Лапинская Т. А. О кристаллических породах основания Русской платформы по данным глубокого бурения. Нефт. хоз., № 8, 1952.
18. Флоренский В. П. и Лапинская Т. А. О микроклинизации в докембрийских породах восточной части Русской платформы. ДАН СССР, т. 89, № 4, 1953.
19. Флоренский В. П. и Лапинская Т. А. Некоторые вопросы петрографии докембрия Русской платформы на примере его изучения в западной части Башкирской АССР. БМОИП, отд. геологии, т. 28 (6), 1953.
20. Флоренский В. П. и Варенцов И. М. К вопросу о палеозойском вулканизме на востоке Русской платформы. ДАН СССР, т. 95, № 5, 1954.
21. Флоренский В. П. Протерозойские сланцы и железистые кварциты востока Русской платформы. ДАН СССР, т. 105, № 5, 1955.
22. Флоренский В. П., Лапинская Т. А. и Князев В. С. Габбро-диабазы, диабазы и близкие к ним породы восточной части Русской платформы. Труды МНИ, вып. 14, 1955.
23. Флоренский В. П. и Лапинская Т. А. Стратиграфические соотношения основных серий докембрийских пород Волго-Уральской нефтеносной области. Нефт. хоз., № 5, 1956.
24. Юсупов Б. М. К истории формирования Татарского свода. ДАН СССР, т. 95, № 5, 1954.

* * *

А. Л. ПУТКАРДЗЕ

Новые данные о тектонике Бакинского архипелага

Бакинский архипелаг представляет собой продолжение в море перспективных в нефтегазоносном отношении районов суши Куринской низменности и юго-восточного Кобыстана и располагается в пределах глубин моря, вполне доступных для освоения на современном уровне техники строительства морских нефтепромысловых сооружений. Поэтому анализ накопившихся за последние годы фактов представляет значительный интерес.

Первая схема тектоники Бакинского архипелага была набросана Г. В. Аби-хом [1] почти 100 лет назад. Эта схема долгое время являлась основой для тектонических построений последующих исследователей Бакинского архипелага [3, 5, 6].

Г. В. Аби-х считал, что все острова Бакинского архипелага лежат на параллельных линиях двух систем, пересекающихся под острыми углами, и что имеющиеся здесь грязевые вулканы, так же как и вулканы на суше, подчиняются закону линейного расположения.

В основу более поздней тектонической схемы С. М. Апресова [3] также положена идея Аби-ха, что грязевые вулканы располагаются на сводах антиклинальных поднятий, но она значительно расширена и представляет собой первую попытку дать оценку тектоники Бакинского архипелага на основе большего фактического материала исследований смежных участков суши, а также самого архипелага.

Большое место в тектонике Бакинского архипелага С. М. Апресов отводит разрывам, связывая с ними образование многочисленных грязевых вулканов.

Более поздние схемы тектоники Бакинского архипелага (М. Ф. Мирчинк [9], М. Г. Агабеков [2], Д. М. Сулейманов [11]) подобно схемам Аби-ха и

Апресова содержали ряд неточностей, обусловленных отсутствием фактического материала. В каждой из них тектоника архипелага трактовалась по-разному.

В результате работ 1950—1956 гг. получены данные, позволяющие на основе большого фактического материала осветить геологическое строение Бакинского архипелага. За этот период закартирована бурением с баркасов и изучена сейсморазведкой почти вся акватория архипелага, в пределах которой открыто 21 крупное антиклинальное поднятие. Эти поднятия, за малым исключением, группируются в определенные зоны, в большинстве представляющие собой продолжение в море складчатых зон Кобыстана и Прикуриной низменности. Оси отдельных поднятий не образуют единую прямую и не параллельны простиранию антиклинальных зон, а секут их под некоторым углом, причем всегда с северо-запада. Всего в Бакинском архипелаге можно выделить семь антиклинальных зон, в той или иной мере связанных с антиклинальными зонами на материке или же появляющихся в пределах моря (рис. 1).

Кроме того, сейсморазведкой выявлено несколько крупных поднятий, расположенных в межантиклинальных зонах.

Антиклинальная зона Б. Кя-низадаг — Сангачалы-море — Дуванный-море является крайней известной северо-восточной зоной поднятий, вступающей в пределы моря с материка; морская часть ее представляет собой юго-восточный отрезок крупной и сложно изгибающейся в плане антиклинальной зоны, полностью расположенной в пределах Джейранкемесской депрессии. Крайнее юго-восточное поднятие этой зоны на суше — Кя-

низадагское — заходит в пределы моря далекой периклинально. На продолжении ее в море располагаются два крупных антиклинальных поднятия: Сангачалы-море и Дуванный-море. Линия, соединяющая оси этих поднятий, имеет в плане форму буквы S с развернутыми концами. При этом ось поднятия Сангачалы-море в плане обращена выпуклой стороной на юго-запад, а поднятия Дуванный-море — на северо-восток. Несмотря на то, что тектонически морские поднятия занимают более высокое положение, чем материковые, на юго-востоке эта зона затухает очень быстро; только в 15 км к юго-востоку от о. Булла сейсморазведкой открыта крупная антиклинальная складка — Булла-море, обнаруживающая по глубоким горизонтам очень слабую связь с антиклинальной зоной Кянизадаг — Дуванный — Булла.

Село между поднятиями Сангачалы-море и Дуванный-море по выходам акчагыльского яруса выражено очень слабо. Однако по продуктивной толще имеются отчетливо выраженные замыкания слоев, такие же, как на поднятиях Западного Апшерона (Шубаны, Локбатан, Пута, Кергез). Таким образом, эти два поднятия представляют собой крупную складку, разделенную небольшим перегибом пластов. Общая длина по выходам продуктивной толщи достигает 17 км, ширина — 3,5 км.

Поднятие Сангачалы-море имеет асимметричное строение с пологим ($30-40^\circ$) юго-западным и крутым ($45-60^\circ$) северо-восточным крылом.

3 Геология нефти № 6.

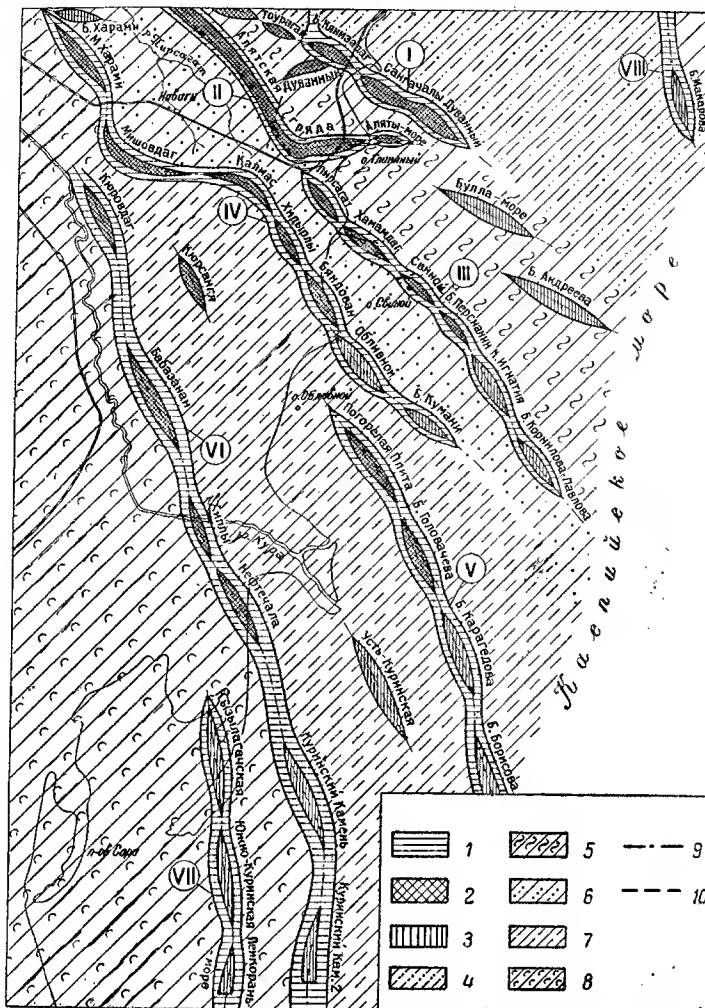


Рис. 1. Структурная схема Бакинского архипелага и прилегающих участков суши.

I — антиклинальные зоны: I — Кянизадаг — Сангачалы — Дуванный, II — Алятская гряда, III — Пирсагат — Хамадаг — о. К. Игнатия, IV — Мишовдаг — Калмас — Бялдован — Кумани, V — б. Павлова — б. Головачева — б. Борисова, VI — Кюровдаг — Нефтечала — Куринский Камень, VII — Кизылагачская, VIII — Карачухур-Зыхская; 2 — отдельные поднятия, изученные бурением; 3 — отдельные поднятия, не изученные бурением. Депрессионные зоны: 4 — Джебранкемесская депрессия; 5 — Кичигдаг-Андреевский синклиниорий; 6 — Навагинская синклиналь; 7 — Каргалинский синклиниорий; 8 — Нижнекурипский синклиниорий; 9 — осевые линии антиклиналей; 10 — нарушения.

Поднятие Дуванный-море почти симметричное, с углами падения в пределах $25-40^\circ$, причем на северо-восточном крыле чаще встречаются более крутые углы, чем на юго-западном.

Антиклинальная зона Алятской гряды является тектоническим рубежом между юго-восточным Кобыстаном и Прикурипской низменностью, сыгравшим значительную

роль в распределении литофаций и мощностей плиоценовых отложений. К началу акчагыла Алятская гряда уже оформилась как возвышенность на дне бассейна, в результате чего на сводах отдельных поднятий, расположенных вдоль гряды, акчагыльский ярус или сокращен в мощности, или же отсутствует вовсе. Крупные разрывы, мощные проявления грязевого вулканизма, обильные признаки нефте- и газоносности, связанные как с грязевыми вулканами, так и с выходами коренных пород, а также выявленная закономерность постепенного улучшения этих признаков с северо-запада на юго-восток вызывают значительный интерес к юго-восточному окончанию зоны. Тектоническое продолжение этой складчатой зоны в море выражено лишь небольшим куполовидным поднятием, открытым картировочным бурением и названным Аляты-море. В ядре этой окладки обнажаются отложения продуктивной толщи. Складка отделена от Дышгыл-Деянизского поднятия неглубокой седловиной, сложенной апшеронским ярусом. Углы падения на крыльях 30—40°. Восточная периклиналь очерчивается отчетливо по выходам известняков среднего апшерона, в ряде случаев выступающих над водой. Далее на восток складка не прослеживается и отделена от Сангачалы-Дуваннинской антиклинальной зоны глубокой и узкой синклиналию, заполненной древнекаспийскими осадками. Северное крыло поднятия развито нормально, на южном слое акчагыльского яруса не были обнаружены.

Антиклинальная зона Пирсагат — Хамамдаг-море — Свиной-море — К. Игнатия — б. Корнилова-Павлова берет начало, по некоторым данным, от грязевого вулкана Котурдаг и, несколько ундулируя, протягивается на юго-восток. Из пяти известных в этой зоне поднятий четыре располагаются в море. К ней также приурочено пять крупных, активно действующих грязевых вулканов: Хамамдаг, Лось, Свиной, К. Игнатия и б. Корнилова-Павлова. Кроме того, обнаружены следы

мощных подводных излияний в районах б. Савенко и б. Безьямянной, как современных в виде брекчиевых покровов на дне моря, так и в виде пластовых брекчий в апшеронском ярусе и древнекаспийских отложениях.

Поднятие Хамамдаг-море занимает тектонически наиболее высокое положение: на его своде продуктивная толща размыта на 900 м; от этого поднятия шарнир антиклинальной зоны погружается на северо-запад и на юго-восток. На северо-запад от него имеется лишь одно поднятие — Пирсагат, на своде которого уцелели от размыта отложения среднего апшерона.

К юго-востоку от поднятия Хамамдаг-море открыты три поднятия: Свиной-море, К. Персиянин, К. Игнатия и предполагается четвертое — на б. Корнилова-Павлова. Своды поднятий Свиной-море и К. Персиянин сложены продуктивной толщей; площадь К. Игнатия еще не изучена глубоким бурением.

Антиклинальная зона Пирсагат — Свиной — К. Игнатия имеет наибольшую протяженность в глубь моря (около 50 км) и наиболее приподнята. С северо-востока и юго-запада она ограничена глубокими и широкими синклиналиями прогибами, заполненными мощными современными и древнекаспийскими осадками.

Ни один из известных в этой зоне грязевых вулканов не приурочен к сводам отдельных поднятий. Так, вулкан Хамамдаг находится на далекой северо-западной периклинали, Лось приурочен к северо-восточному крылу, а Свиной располагается на юго-западном крыле складки и т. д.

Поднятие Хамамдаг-море имеет симметричное строение; углы падения на крыльях порядка 25—40°. Юго-западное крыло складки отчетливо выражено известняками апшеронского яруса, образующими небольшие скалистые островки. Северо-западная периклиналь осложнена несколькими сбросами, возможно, являющимися продолжением сложной сети разрывов Пирсагатского поднятия.

Свиной-море представляет собой брахиантиклинальную складку северо-

запад-юго-восточного простирания; на своде ее обнажается продуктивная толща, которая здесь размыта на 400 м. Крылья складки построены симметрично; углы падения от 15 до 40°. Складка осложнена поперечным разрывом, отсекающим северо-западную периклиналь; амплитуда его порядка 300 м. Другой разрыв намечается вдоль юго-западного крыла. На пересечении этих разрывов располагается грязевой вулкан Свиной.

Поднятие К. Персиянин смещено по отношению к предыдущему на юго-запад на 3 км. Это небольшого размера (4,5 × 2,0 км) брахиантиклиналь, сложенная в ядре продуктивной толщей; простирание северо-запад-юго-восточное (297—117°). Складка почти симметричная; углы падения на крыльях 20—35°. В северо-западной части складки на дне моря обнаружен значительный покров сопочной брекчии, указывающий на наличие грязевого вулкана.

Участок о. К. Игнатия, где по данным сейсморазведки предполагается новое поднятие, расположен в 15 км к юго-востоку от К. Персиянин. Здесь картировочными скважинами вскрыты лишь слабо дислоцированные древнекаспийские отложения. Однако сделанные на основе данных сейсморазведки построения позволили С. Я. Рапопорту и др. (1953 г.) довольно определенно говорить о наличии самостоятельного поднятия.

Антиклинальная зона Калмас — Бяндован — Кумани. Большая часть этой зоны располагается на суше, где выделяются крупные поднятия: Калмас, Хидырлы и Бяндован; последнее частично заходит в море. На морском продолжении этой зоны пока самостоятельные поднятия не обнаружены. Между тем по данным сейсморазведки вырисовывается отчетливо выраженная антиклинальная зона, постепенно погружающаяся на юго-восток от м. Бяндован до б. Кумани. Геологические наблюдения в этой зоне (бурение картировочных скважин) не обнаружили в пределах глубин 100 м третичных отложений. Только на о. Обливной были вскрыты

самые верхи апшеронского яруса на глубине около 700 м. Остров этот имеет грязевулканическое происхождение и располагается на юго-западном крыле описываемой антиклинальной зоны. По ряду соображений, основанных на данных сейсморазведки, предполагается (С. Я. Рапопорт, 1953 г.), что б. Кумани приурочена к весьма пологому поднятию, имеющему форму террасовидного уступа, высотой 100 м; на глубинах более 2 км углы наклона отражающих площадок становятся круче.

Антиклинальная зона б. Павлова — б. Головачева — б. Борисова. В настоящее время в этой зоне известны только два антиклинальных поднятия: Погорелая Плита и б. Головачева — б. Курипская. На юго-востоке от б. Курипской по данным сейсморазведки зона постепенно погружается, но выражена достаточно отчетливо; на продолжении ее располагаются крупные банки Карагедова и Борисова, образованные подводными грязевыми вулканами. Северо-западное продолжение зоны недостаточно ясно. М. Ф. Мирчинк считал, что в пределах суши в этой зоне располагается поднятие Кюрсанга. Однако большой объем сейсмических работ, проведенных между г. Кюрсанга и берегом моря, не обнаружил никаких признаков наличия здесь антиклинального перегиба. Интерпретируя данные сейсморазведки, С. Я. Рапопорт и А. М. Хенкина считают, что ось Хидырлы-Бяндованской зоны протягивается на юг через о. Обливной к б. Погорелая Плита и далее к б. Головачева. Эта схема отражает взгляды Г. В. Абиha, повторенные С. М. Апреcовым. Однако данные геологических исследований показывают, что поднятия Погорелая Плита, б. Головачева, б. Карагедова, б. Борисова образуют самостоятельную антиклинальную зону, отделенную от соседних зон отчетливо выраженными синклиналиными прогибами; зарождается она в пределах моря в южной части Каргалинского синклинория и прямой связи с антиклинальными складками на материке не имеет.

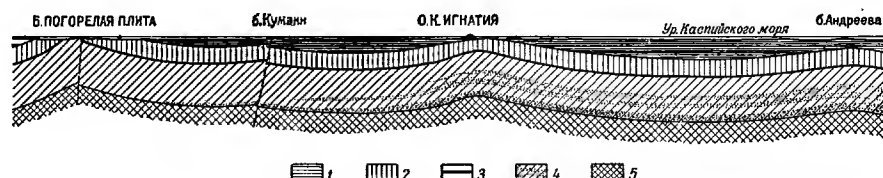


Рис. 2. Схематический геологический профиль (по данным бурения и сейсморазведки).

1 — современные и четвертичные отложения; 2 — апшеронский ярус; 3 — акчагыльский ярус; 4 — продуктивная толща; 5 — подстилающие отложения.

Поднятие Погорелая Плита представляет собой небольшого размера брахиантиклинальную складку, сложенную в ядре продуктивной толщей. Крылья построены асимметрично с пологим ($35-40^\circ$) юго-западным и более крутым ($60-65^\circ$) северо-восточным крыльями. Вдоль северо-восточного крыла проходит нарушение, приведенное в контакт апшеронский ярус с продуктивной толщей; характер и амплитуда этого нарушения еще не установлены. В 7 км к северо-западу от поднятия Погорелая Плита имеется б. Павлова, образованная брекчией подводного грязевого вулкана, связь которого с описанным поднятием не удастся установить из-за большой мощности современных морских осадков. Также пока не удалось выяснить природу протягивающейся на юго-восток от поднятия Погорелая Плита полосы выходов апшеронского яруса (рис. 2).

Б. Головачева — б. Куриная представляет крупную антиклинальную складку северо-запад-юго-восточного простирания, сложенную в ядре отложениями нижнего апшерона. Сама б. Головачева располагается на северо-западной периклинали складки и обязана своим происхождением деятельности подводного грязевого вулкана, твердые выбросы которого в виде крупных глыб песчаников продуктивной толщи и известняков разного возраста вплоть до мезозойских образуют современную банку, а местами выступают над уровнем моря. Углы падения в апшероне $20-30^\circ$, редко больше, а в древнекаспийских отложениях, залегающих на них несогласно, достигают $10-20^\circ$.

Вдоль северо-восточного крыла складки, вблизи свода, протягивается

полоса брекчий, зажатая между выходами апшеронского яруса. В брекчии обнаружены обломки пород продуктивной толщи. В плане выход брекчии имеет форму клина, упирающегося основанием в грязевую вулкан б. Головачева; к юго-восточной периклинали поднятия брекчии и перемятые породы отмечаются лишь в отдельных картировочных скважинах. Наличие крутых углов залегания и зеркал скольжения по краям полосы брекчии говорит о связи ее с разрывом.

Существование самостоятельных антиклинальных поднятий на площадях б. Карагедова и б. Борисова предполагается лишь на основе сейсмических данных, по которым отчетливо прослеживается антиклинальная зона от б. Павлова на северо-западе до б. Карагедова на юго-востоке с ясно выраженными крыльями¹.

Проведенное на этих участках бурение с баркасов показало, что обе банки образовались за счет деятельности крупных подводных грязевых вулканов.

Антиклинальная зона Базаган — Нефтечала — о. Куриный Камень (М. Хараминско-Сальянский антиклинорий по В. Е. Хаину) является также одной из наиболее крупных в юго-восточной части Куриной депрессии. В пределах моря она выражена лишь одним поднятием — Куриный Камень, отделенным от поднятия Нефтечала широкой седловиной; Куриный Камень располагается на своде этого поднятия. Геологические исследования на этой структуре еще не проводились. По условному сейсмическому горизонту под-

¹ На б. Борисова сейсмороботы еще не проводились.

нятие Куринский Камень рисуется как крупная брахиантиклиналь северо-запад-юго-восточного простирания, кулисообразно смещенная на юго-запад по отношению к антиклинали Нефтечала. В рельефе морского дна складка выражена выпуклостью, по-видимому, образованной за счет извержения вулкана. Однако не следует упускать из виду и возможность современного роста складки, как это имеет место на других поднятиях Бакинского архипелага.

Кизылагачская антиклинальная зона образована двумя известными по сейсмическим данным поднятиями: Кизылагачским, расположенным в заливе Кирова, и Нижнекуринским, расположенным в море². На поверхности дна моря эти поднятия не имеют отражения, за исключением небольшой грязевой сопки, обнаруженной в 30-х годах аэрофотосъемкой в Кизылагачском заливе.

Далее на юго-запад до предгорий Талыша отсутствуют какие бы то ни было внешние признаки складчатости. Только сейсморазведкой удалось открыть крупную погребенную Мильско-Муганскую зону поднятий, отчетливо вырисовывающуюся в виде пологих антиклиналей, вытянутых вдоль Талышской складчатой системы. Слабым отражением этого погребенного поднятия в рельефе дна моря является Сарачикишлярская перемычка, разделяющая южную котловину Каспия на две части: южную — Призльбурскую и северную — Прикобыстанскую [10]. Мильско-Муганское поднятие явилось барьером для некоторых трстичных морей, преградив путь их распространению на юго-запад. Вдоль края этого поднятия полностью выклинивается продуктивная толща и значительно сокращаются мощности миоцена и олигоцена [12].

Кроме перечисленных выше поднятий, сейсмическими исследованиями в пределах Бакинского архипелага открыто несколько антиклинальных складок, расположенных в промежуточных зонах. Наиболее важными из них яв-

ляются поднятия Булла-море, б. Андреева и Усть-Куринская.

Первые два поднятия располагаются в синклинали, разделяющей антиклинальные зоны Кянизадаг—Сангачалы—Дуваный на северо-востоке и Хамамдаг—Свиной—К. Игнатия на юго-западе. Третье — Усть-Куринское — поднятие также располагается в синклинали между антиклинальными зонами Погорелая Плита — б. Головачева — б. Борисова с одной стороны и Нефтечала—Куринский Камень с другой. Хотя наличие этих поднятий не вызывает сомнения, но они еще недостаточно изучены, поэтому не может быть дана подробная их характеристика. Можно лишь предполагать, что они являются более поздними образованиями, чем поднятия главных антиклинальных зон.

Как отмечалось выше, перечисленные антиклинальные зоны разделяются глубокими, а в ряде случаев сложно построенными синклиналями (см. рис. 1 и 2). В связи со специфическими условиями моря наши представления о строении синклиналей всецело основываются на результатах сейсморазведочных работ, которые дали надежный и хорошо интерпретируемый материал.

К Бакинскому архипелагу с северо-востока примыкает широкая синклиналь, отделяющая его от ближайшей антиклинальной зоны, проходящей через б. Макарова, наличие которой установлено по данным сейсморазведочных работ. Расстояние от крайней северо-восточной антиклинальной зоны Бакинского архипелага до б. Макарова равно 45—50 км. В этом интервале не только отсутствуют какие-либо надводные и подводные признаки поднятия, но они не обнаружены и сейсморазведкой, проведенной в значительном объеме. На схеме, составленной по условному сейсмическому горизонту, здесь рисуется широкая плоскодонная синклиналь с крутыми бортами, представляющая собой продолжение на юго-восток Джейранкечмесской депрессии и переходящая в Южно-Каспийскую котловину. Эта крупная депрессия отделяет Бакинский архипелаг и зону Алятской гряды от остальной части

² Южнее по последним данным сейсмики намечается третье поднятие — Ленкорань-море.

юго-восточного Кавказа; она как бы разделяет на две части юго-восточный Кавказ: юго-западную, которая представляет собой продолжение на юго-восток Ленгезско-Алятского антиклинория, и северо-восточную, являющуюся продолжением центральной зоны антиклинория Большого Кавказа на юго-восток.

Наиболее сложное строение имеет синклиналь, отделяющая антиклинальную зону Кянизадаг—Сангачалы—море—Дуваный—море от зоны поднятий Пирсагат—Хамамдаг—Свиной—К. Игнатия. Эта синклиналь на северо-западе начинается крупной чашеобразной мульдой, окруженной с трех сторон линией антиклинальных поднятий Б. Кянизадаг—Дуваный—Алятская гряда; в центре ее располагается столовая гряда Кичикдаг, увенчанная почти горизонтально залегающими известняками среднего апшерона. Выход в море антиклинальной зоны Алятской гряды значительно суживает эту синклиналь, и между м. Аляты и о. Дуваный она имеет наименьшую ширину. Но здесь к ней примыкает с запада широкий синклинальный прогиб, возникающий между северо-восточным крылом Пирсагатского поднятия и юго-юго-восточным крылом Алятской гряды, вследствие чего синклиналь приобретает значительные размеры и протягивается далеко на юго-восток, где, по-видимому, сливается с Южно-Каспийской впадиной. На севере синклиналь ограничена антиклинальной складкой Дуваный, пересекающей ее поперек; немного юго-восточнее в нее с запада вклинивается юго-восточный конец антиклинория Алятской гряды с крупными грязевыми вулканами г. Зотова и Глиняный; еще юго-восточнее появляются крупные поднятия Булла-море и б. Андреева, ориентированные вдоль оси синклинали. Все эти признаки позволяют отнести эту впадину к прогибам более высокого порядка и назвать Кичикдаг-Андреевским синклинорием.

Второй крупной синклинальной структурой Бакинского архипелага является прогиб, отделяющий антиклинальные зоны Пирсагат—Хамамдаг—К. Игнатия и Қалмас—Бяндован—Ку-

мани. На материке она также имеет сложную форму. На северо-западе эта синклиналь начинается от Гюнгермесского ущелья и, постепенно расширяясь, на юго-востоке образует Навагинскую мульду, ограниченную с юга Мишовдаг-Қалмасской цепью широтных поднятий. Узким прогибом между Қалмасом и Қотурдагом она выходит в собственно Прикуринскую низменность, разделяя слегка расходящиеся на юго-восток антиклинальные зоны Пирсагат—Хамамдаг—К. Игнатия и Қалмас—Бяндован—Кумани. Б. Кумани является последним юго-восточным пунктом, где по данным сейсмоки еще чувствуется продолжение антиклинальной зоны. Далее на юго-востоке она сливается со следующей синклинальной зоной и переходит в южную котловину Каспия.

Положение остальных межантиклинальных зон и связь их со структурами на суше менее отчетливы; все они берут начало от Қарғалинского синклинория, растворяясь в нем на северо-западе, но очень отчетливо выражены в пределах моря.

Следовательно, с перемещением на юго-восток в пределах широких синклиналей появляются новые поднятия и целые зоны поднятий, осложняющие строение их, как это имеет место и в Джейранкечмесской депрессии.

В Бакинском архипелаге ранее лишь предполагалось наличие крупных разрывов по аналогии со смежными участками суши. Специфические условия моря не позволяют картировать под водой разрывы с той детальностью, как это делается на суше. Тем не менее удалось отметить на многих структурах наличие сети разрывов, существующих, вероятно, в значительно большем количестве, чем указывается нами.

Наиболее распространены в Бакинском архипелаге разрывные нарушения двух направлений: продольные и поперечные. Продольные разрывы здесь, как и в Прикуринской низменности, являются основными; они фиксируются легче, чем поперечные, благодаря приуроченности к присводовым частям поднятий, где, как правило, четвертичные отложения отсутствуют, а совре-

менные осадки имеют малую мощность. Вместе с тем значительная протяженность продольных разрывов, наличие связанной с ними зоны перемятых пород, иногда достаточно широкой, подводные выделения газа и грязевые вулканы, также обычно приуроченные к продольным разрывам, позволяют достаточно надежно фиксировать их положение.

Поперечные разрывы при картировании морского дна улавливаются только при дстальных исследованиях и то лишь в условиях резкой смены литологического состава разрезов, как это имеет место в интервале низы апшерона — акчагыл — продуктивная толща.

Остановимся кратко на характеристике некоторых наиболее крупных разрывов.

Продольный разрыв, отмеченный на поднятии Сангачалы-море и Дуванный-море, представляет собой надвиг юго-западного крыла на присводовую часть структуры. Наибольшая амплитуда его, установленная на о. Дуванный, достигает 400 м. С этим нарушением, по-видимому, связаны грязевые вулканы Булла, Дуванный и два подводных вулкана, расположенные в трех километрах к югу и северу от последнего. Это нарушение отчетливо фиксируется на дне моря и на островах зоной перемятых пород и выходами газа, а также положением кровли продуктивной толщи на юго-восточной периклинали поднятия Дуванный-море.

Важным элементом дизъюнктивной тектоники архипелага следует считать продолжение в море крупного регионального сброса Алятской гряды, с которым, по-видимому, связан грязевой вулкан на о. Глиняный. На дне моря оно фиксируется лишь в пределах поднятия Аляты-море, но нельзя исключить возможность продолжения его дальше на восток, где выходы его, быть может, перекрыты верхнечетвертичными и современными осадками Каспия. Д. М. Сулейманов [11], например (правда, без достаточных на то оснований) протягивал это нарушение до поднятия Дуванный-море.

Наиболее важным нарушением следует считать цепь разрывов, приуро-

ченных к антиклинальной зоне Хамамдаг—Свиной—Персиянин—К. Игнатия. Как известно, материковый участок этой зоны — Пирсагатское поднятие — осложнен многочисленными разрывами. Наиболее существенными являются продольные разрывы, по которым опущена сводовая часть структуры.

В районе грязевого вулкана Хамамдаг отмечена густая сеть разрывов как на суше, так и в море; ее юго-восточным продолжением является сброс, пересекающий поднятие Хамамдаг-море с северо-запада на юго-восток. С этим разрывом, по-видимому, связан один из наиболее активных грязевых вулканов Бакинского архипелага — Лось. Продолжение этого разрыва на юго-восток отмечается как на поднятиях, так и в седлах, разделяющих эти поднятия. Так, например, между о. Лось и о. Свиной протягивается почти непрерывная полоса перемятых пород, ограниченная с обеих сторон выходами апшеронского яруса. Эта полоса протягивается и далее от о. Свиной до поднятия К. Персиянин; она пересекает ось антиклинальной зоны, перемещаясь с северо-восточного крыла на северо-западе, на юго-западное крыло на юго-востоке. В двух пунктах в этой зоне обнаружены очаги выделения жидкой брекчий.

Особого внимания заслуживает в этой зоне обилие пластовой брекчий в разрезах апшеронского яруса и древнекаспийских отложений. Некоторые картировочные скважины при глубинах 50—70 м вскрыли до 5—6 прослоев брекчий среди нормальных морских осадков апшеронского яруса. Прослои брекчий в большинстве содержат богатую моллюсковую фауну хорошей сохранности, свидетельствующую о том, что извержение происходило под водой. Пластовая брекчия встречается на большой площади, вытянутой вдоль оси антиклинальной зоны, что, возможно, указывает на существование нескольких очагов извержений, приуроченных к этой зоне.

Продольные разрывы отмечены также на поднятиях Погорелая Плита и б. Головачева. Все эти разрывы не от-

личаются большой амплитудой, и редко удается установить их характер, так как подавляющее большинство структур в Бакинском архипелаге исследовано пока лишь картировочным бурением.

Значительное количество поперечных разрывов зафиксировано на морских поднятиях Сангачалы, Дуванный, Хамамдаг и Свиной. Большинство из них фиксируется только на одном крыле, испытывшем наибольшее сжатие, и имеет небольшую амплитуду. Только разрыв на поднятии Свиной представляет собой сброс, охвативший оба крыла складки, по которому опущена северо-западная периклиналь; амплитуда его порядка 300 м.

Большинство описанных нарушений являются весьма молодыми, и окончательное оформление их, по-видимому, совпадает с интервалом бакинский ярус — хвалынский ярус. Однако, как справедливо замечают многие исследователи Каспийского бассейна [4, 7, 8, 12], складчатые движения в этой области продолжаются и в современную эпоху и, следовательно, образование разрывов может происходить непрерывно.

Приведенные факты говорят о том, что структуры Бакинского архипелага осложнены широкой сетью разрывных дислокаций. Отмеченные крупные нарушения на структурах Дуванный-море, Аляты-море, Свиной-море, Погорелая Плита, б. Головачева и другие должны были сыграть известную роль в распределении залежей нефти и газа на этих структурах.

Подводя итоги, отметим следующие главные черты тектоники Бакинского архипелага.

1. Группа антиклинальных складок Бакинского архипелага (Хамамдаг-море, Сангачалы-море, Дуванный-море) тектонически более приподнята, чем структуры смежных участков Прикуринской низменности.

2. Плотность складчатости, т. е. количество антиклинальных поднятий, приходящихся на единицу площади, в Бакинском архипелаге больше, чем в Прикуринской низменности. На 1000 км²

в первом районе приходится четыре поднятия, а во втором три.

3. Бакинский архипелаг отделен от ближайших с северо-востока и юго-запада антиклинальных зон глубокими и широкими синклинальными прогибами, выполненными мощной толщей четвертичных отложений. Это юго-восточные продолжения крупных депрессий — Джейранкечмесской и Куринской.

4. Помимо поднятий, образующих антиклинальные зоны, в Бакинском архипелаге открыто несколько отдельных брахиантиклиналей, расположенных в пределах крупных синклинальных прогибов.

5. Одна из крупнейших и сложно построенных структурных единиц юго-восточного Кобыстана — Алятская гряда — резко затухает на берегу моря и в пределах Бакинского архипелага выражена лишь небольшой куполовидной складкой Аляты-море.

6. Антиклинальные зоны Бакинского архипелага, за малым исключением, имеют тем большую протяженность в море, чем юго-западнее они расположены.

7. Морфологически складки Бакинского архипелага относятся к типу линейных удлинённых брахиантиклиналей, ориентированных в северо-северо-западном — юго-восточном направлении; здесь отсутствуют ветвящиеся и кольцеобразные складки, широко развитые в юго-восточном Кобыстане и на Западном Апшероне.

8. Как по количеству отдельных поднятий, так и по масштабу и размаху дислокаций наиболее примечательной является антиклинальная зона Хамамдаг—К. Игнатия, представляющая собой главную тектоническую зону Бакинского архипелага. Характер сочленения этой зоны с Алятской грядой еще недостаточно ясен.

9. Главной формой разрывных нарушений являются продольные разрывы, осложняющие почти все исследованные поднятия; разрывы эти в ряде случаев имеют характер надвига и в большинстве приурочены к северо-восточным крыльям структур. Амплитуда известных нарушений не превосходит 300—400 м, т. е. значительно уступает по ве-

личине амплитудам разрывов в Прикуринской низменности.

10. Активные тектонические движения, по-видимому, имели место во второй половине среднего и первой половине верхнего плиоцена.

Следующий и еще более интенсивный этап в процессе складкообразования, по существу довершивший оформление современного структурного плана Бакинского архипелага, относится к четвертичному времени. Послебакинскому этапу тектогенеза обязано своим происхождением подавляющее большинство разрывов Бакинского архипелага, так же как и Прикуринской низменности.

11. Антиклинальные зоны разделены в большинстве случаев глубокими синклинальными прогибами, постепенно расширяющимися на юго-восток; синклинали заполнены осадками современного Каспия, мощность которых достигает в осевых частях прогибов более 100 м. Это показывает, что интенсивное прогибание синклиналей происходит и в настоящее время.

12. Бакинский архипелаг, как и южная котловина Каспия, является одной из наиболее активных тектонических зон Каспийского бассейна с непрерывно продолжающимися волновыми колебаниями, сопровождающимися диф-

ференциальными вертикальными движениями различных знаков и активной деятельностью грязевых вулканов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абиx Г. В. О появившемся на Каспийском море острове и материалы к познанию грязевых вулканов Каспийской области. Тр. Геол. инст. АзФАН, т. XII/63, 1939.
2. Агабеков М. Г. Основные структурные черты Нижнекуринской впадины АНХ, № 7, 1951.
3. Апресов С. М. Нефтеносность юго-западной прибрежной подводной полосы Каспийского моря. ОНТИ, Азнефтеиздат, 1933.
4. Губкин И. М. Тектоника ЮВ Кавказа в связи с нефтеносностью этой области. ОНТИ, 1934.
5. Зубер С. Р. К познанию Бакинского архипелага. АНХ, № 9, 1922.
6. Калицкий К. П. Бакинский архипелаг. Н и СХ, № 5—8, 1921.
7. Ковалевский С. А. Грязевые вулканы Южного Прикаспия. Баку, 1940.
8. Колесников В. П. Развитие впадины Каспийского моря. ДАН СССР, т. 32, № 3, 1941.
9. Мирчинк М. Ф. Нефтяные месторождения Азербайджана. АзНИТО, 1939.
10. Путкардзе А. Л. К истории геологического развития южного Каспия. ДАН АзССР, № 1, 1955.
11. Сулейманов Д. М. Подводный склон побережья Каспийского моря между Апшеронским полуостровом и заливом им. С. М. Кирова. Изд. АН АзССР, 1953.
12. Хани В. Е., Шарданов А. Н. Геологическая история и строение Куринской впадины. Изд. АН АзССР, Баку, 1952.

* * *

Г. П. ОВАНЕСОВ

Применение бурового станка „Уфимец“ при поисках и разведке нефтяных месторождений Башкирии¹

Геологическое строение территории Башкирии отличается большим разнообразием. Разрез палеозойских отложений имеет непостоянный характер как по мощности отдельных свит и горизонтов, так и по литологическому составу. В разрезе осадочной толщи установлен ряд перерывов, обуславливаю-

щих наличие нескольких самостоятельных структурно-тектонических этажей, осложняющих поиски структур по каменноугольным и девонским отложениям.

Первые поисково-разведочные работы на нефть в карбоне и девоне велись на структурах, выявленных геологической съемкой по верхнепермским отложениям.

После открытия Туймазинского месторождения, разведка которого была:

¹ Редакция не может согласиться со всеми выводами автора и просит читателей высказаться на страницах журнала по вопросам, затронутым в статье.

начата на основании выявленного крупного поднятия по верхнепермским отложениям, дальнейшие поиски девонской нефти в Платформенной части Башкирии базировались на структурах по верхнепермским отложениям. В первую очередь были вовлечены площади, окружающие непосредственно Туймазинское месторождение, с установленными положительными структурами.

Так, например, в разведку были вовлечены Серафимовская и Балтаевская площади, расположенные юго-восточнее Туймазов.

Кроме разведки упомянутых площадей, где разведочными работами были установлены структуры по девону и карбону, была начата разведка Михайловской площади, расположенной восточнее Туймазинской. Разведочным бурением на этой площади не были обнаружены структуры в карбоне, девоне и даже нижней перми (сакмаро-артинские отложения).

В юго-западной и северо-восточной частях Башкирии были введены в разведку Стерлибашевская, Сараевская, Каргалинская и Уржумская площади, закартированные по верхней перми, но и здесь структур по более древним отложениям не оказалось. Таким образом, было установлено несоответствие структурных планов верхнепермских и подстилающих отложений, что заставило изменить методику подготовки площадей к глубокому разведочному бурению.

Было решено в разведочное бурение вводить площади, на которых будут установлены положительные поднятия по сакмаро-артинским отложениям.

С этой целью начали структурно-поисковое бурение мелкими картировочными станками на площадях, где были отмечены структуры по верхнепермским отложениям. В результате был подготовлен ряд площадей с положительной структурной характеристикой по нижнепермским отложениям и введен в глубокое разведочное бурение для поисков нефти в девонских отложениях.

Так, например, были введены в разведку Стахановская и Шкаповская площади, расположенные южнее Туй-

мазинской соответственно на 20 и 80 км.

Разведочным бурением здесь установлено полное структурное согласие пермских, каменноугольных и девонских отложений.

Учитывая соответствие структур девона, карбона и перми на собственно Шкаповском поднятии, были вовлечены в разведку площади, непосредственно прилегающие к нему: Знаменская (западнее), Аксаковская и Исмагиловская (севернее); однако под артинскими структурами структур по карбону и девону не обнаружено.

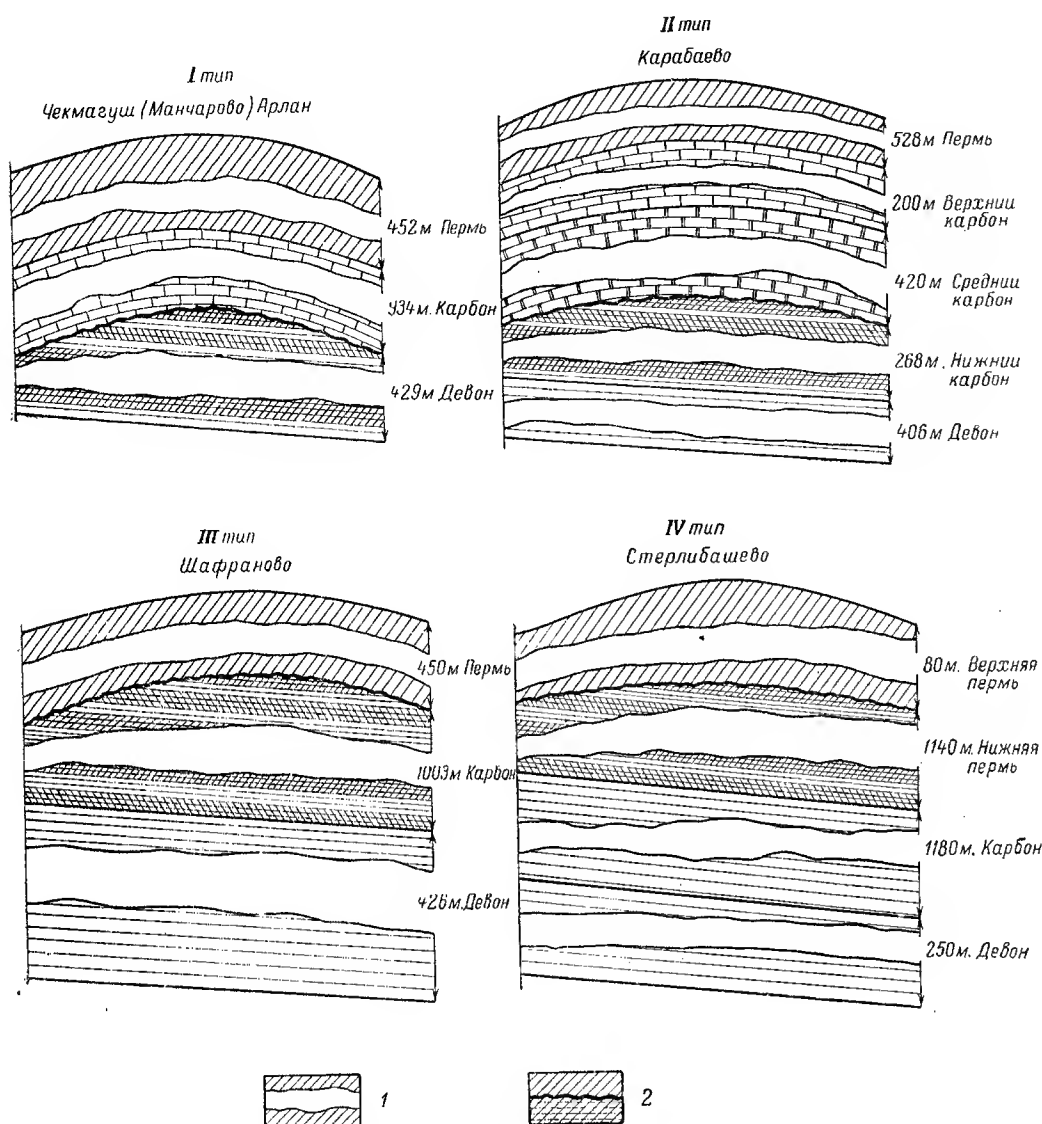
Наряду с этим разведочное бурение велось и на других площадях (Копей-Кубовская, Чекмагушевская и Калта-синская), расположенных северо-восточнее Туймазов, соответственно на 40—100—200 км, где под артинскими структурами были установлены поднятия по карбону вплоть до турнейских отложений, но структур по девону не обнаружено.

Эти примеры показывают, что в отдельных районах Башкирии наличие структур по артинским отложениям не является несомненным признаком наличия структур по более древним отложениям. Поэтому было решено изменить маркирующий горизонт для структурно-картировочного бурения и в ряде районов, особенно отдаленных от Туймазинского поднятия, бурение вести до верейского горизонта как более надежного маркирующего горизонта.

В области Бельского прогиба бурением подтверждено наличие в верейском горизонте линейно вытянутых антиклинальных структур, установленных предварительно по артинским отложениям.

Кроме того, подтверждено наличие поднятия по верейским отложениям и на Карабаевской площади, расположенной восточнее указанных структур.

Дальнейшей проверкой верейских поднятий в Бельском прогибе установлены поднятия и по нижнему карбону (угленосная свита), а на Карабаевской площади под верейской структурой оказалось моноклинальное залегание карбона и девона.



Схематические профили.

1 — пропуск в разрезе (мощность 1003 м); 2 — стратиграфическое несогласие.

Вместе с тем бурением на Шафрановской площади (восточнее Шкаповского поднятия) установлено, что под артинской структурой нет структуры по верейскому горизонту.

Приведенными данными подтверждается наличие в палеозойских отложениях платформенной части Башкирии ряда структурно-несогласных комплексов пород, определяющих методику структурно-поискового бурения.

Несогласия установлены между отложениями (см. рисунок 1):

а) девона и нижнего карбона (I тип несогласия);

б) нижнего и среднего карбона (II тип);

в) среднего карбона и нижней перми (III тип);

г) нижней и верхней перми (IV тип).
Отметим, что в указанном разрезе установлен еще ряд других несогласий,

на которых мы не останавливаемся, так как они не влияют на методику структурного бурения.

Таким образом, для точного суждения о тектонике четырех упомянутых комплексов пород в отдельных районах необходимо вскрывать именно эти толщи, что связано с бурением большого числа глубоких структурных скважин.

Немало затруднений встречалось и при поисках рифовых поднятий в пределах Предуральяского прогиба, объясняющихся также сложностью его тектонического строения.

Как известно, перспективные в нефтеносном отношении рифовые поднятия сакмаро-артинского возраста погребены под галогенными осадками кунгурского и уфимского ярусов пермской системы. Отложения этих ярусов редко образуют поднятия над рифами и чаще всего залегают несогласно на породах артинского возраста.

Поэтому уже после открытия Ишимбайского нефтяного месторождения (1932 г.), приуроченного, как известно, к группе взаимосвязанных погребенных рифовых поднятий, было решено выявлять рифовые поднятия электроразведкой и гравиметрией.

Первые геофизические исследования были проведены вокруг Ишимбайского месторождения и южнее его, в результате чего на ряде площадей наметились аномалии (локальные максимумы силы тяжести и зона повышенного сопротивления пород по электроразведке), связываемые с наличием рифовых массивов под более молодыми отложениями.

Разведочное бурение на площадях, где были выявлены аномалии, увенчалось открытием нефтеносных рифовых массивов (Столяровский, Введенковский, Старо-Казанковский и др.), вместе с тем на других площадях рифов не оказалось, хотя геофизическая характеристика разведочных площадей была идентичной.

Анализом разведочных работ установлено, что на тех площадях, где рифов не оказалось, аномалии были получены за счет наличия в кунгурских отложениях пластов ангидрита, имеющих геофизическую характеристику,

близкую к сакмаро-артинским отложениям.

Неудачи при поисках рифовых массивов заставили развернуть структурно-поисковое бурение в полосе развития рифовой фации для подготовки площадей к глубокому разведочному бурению. Структурно-поисковое бурение велось станками СБ-900.

В силу несогласного залегания верхних толщ над артинскими отложениями для открытия рифов требовалось бурение глубоких структурно-поисковых скважин, однако по техническим причинам большинство скважин прекращали бурить на глубинах 900—1000 м, не вскрыв артинских отложений, что надолго затянуло открытие новых рифовых месторождений.

Таким образом, стало очевидно, что здесь, как и в платформенной части, для открытия новых нефтяных месторождений необходимо массовое бурение глубоких структурно-поисковых скважин.

Необходимость бурения глубоких поисковых скважин требовала создания более мощных станков, чем станки СБ-900, которыми можно бурить скважины глубиной не более 1000 м, а на этой глубине в пределах большей части Башкирии нельзя вскрыть даже верейского горизонта. Поэтому еще в 1950 г. инженеры С. И. Кувыкин, А. А. Сергеев и В. Н. Комаров решили сконструировать станок для бурения структурных скважин до глубины 2000 м.

В 1952 г. был изготовлен первый опытный станок «Уфимец», которым на Серафимовской площади была пробурена скв. 29 малого диаметра до глубины 1745 м с себестоимостью 1 м проходки 877 руб. против стоимости более 1200 руб. за 1 м разведочного бурения тяжелыми станками.

Несмотря на конструктивные недостатки станка «Уфимец», скважина была пробурена нормально и выполнила свое разведочное назначение.

Геологические материалы, полученные в результате бурения скв. 29, с исчерпывающей полнотой осветили вопросы нефтеносности одного из

участков южного крыла Серафимовской структуры.

Успех бурения первой глубокой структурно-поисковой скважины ускорила выпуск станков «Уфимец» на заводах Башкирии, и уже в 1955 г. на наших разведочных площадях действовали десятки таких станков.

Станок «Уфимец» имеет ряд преимуществ перед станком глубокого бурения (Уралмаш). Так, например, вес станка «Уфимец» 32 т, Уралмаш-5Д — 157 т. Расход леса на строительство буровой станка «Уфимец» 37 м³, Уралмаш — 217 м³ и т. д., в результате чего строительство одной буровой, оборудованной станком «Уфимец», почти в 3 раза дешевле стоимости строительства буровой с оборудованием Уралмашзавода.

Приведенная характеристика станка «Уфимец» намного облегчает организацию поисково-разведочных работ на новых площадях, в особенности в отдаленных районах. Поэтому разведчики Башкирии, кроме структурных задач, возложили на станок «Уфимец» решение ряда задач по поискам нефтяных месторождений.

I. Поиски рифовых месторождений в Предуральском прогибе.

II. Проверку структурного плана по верейскому горизонту на площадях с выявленной структурой по артинским отложениям в районах несогласного залегания этих толщ.

III. Проверку структурного плана по угленосному горизонту на площадях с выявленной структурой по артинским отложениям, с попутным выяснением нефтеносности вскрываемого разреза каменноугольных отложений.

IV. Проверку структурного плана по нашайским отложениям девона в районах несогласного залегания отложений девона и карбона.

Ниже остановимся на результатах бурения станком «Уфимец» по указанным направлениям.

В Предуральском прогибе с 1954 г. поиски новых рифовых месторождений производятся станками «Уфимец». Поисковые скважины бурятся глубиной 1300—2000 м.

В разведку здесь вводятся площади, имеющие положительную характеристику по данным электроразведки и гравиметрии.

До 1957 г. в разведке побывало восемь площадей, из которых на трех площадях открыты рифовые месторождения (Введеновка, Южная Введеновка и Тереклы).

Поисково-разведочное бурение станками «Уфимец» ведется только до вскрытия первой скважиной нефтеносного рифа, а последующее разведочное бурение для оконтуривания месторождения ведется тяжелыми станками (Уралмаш).

Таким образом, исключается бурение неудачных разведочных скважин при поисках рифовых месторождений и ускоряется открытие месторождений, так как организация поискового бурения станками «Уфимец» намного легче и дешевле.

В платформенной области бурение станками «Уфимец» проводилось на верейский горизонт (на глубину 1000—1300 м), на ряде площадей северо-западной (Чекмагушевский, Дюртюлинский, Калтасинский и другие районы), а также южной и юго-западной частей республики. В северо-западных районах были установлены структуры по верейскому горизонту, после чего этими же станками пробурили ряд скважин на угленосную свиту (глубиной 1300—1400 м).

Скважины, вскрывшие нефтяной разрез, после спуска 3" эксплуатационной колонны испытывались на приток нефти и дали фонтаны нефти, в результате чего были открыты месторождения Иванаевское, Дюртюлинское и Уртаульское.

В пределах юго-западной части, на Шафрановской площади, где структурным бурением было установлено наличие поднятия по артинским отложениям, бурением на верейский горизонт установлено отсутствие структуры.

Как известно, по прежней методике разведочное бурение на поиски девонских месторождений проводилось на основе наличия структуры по артинским отложениям без проверки струк-

турного плана по более древним отложениям.

Севернее г. Бирска на Карабаевской площади, где ранее была установлена крупная структура по вереву, бурением станками «Уфимец» установлено отсутствие структуры по угленосной свите и девону, что также предотвратило большой объем намеченного здесь разведочного бурения.

Сравнительно небольшим объемом проводилось бурение станками «Уфимец» на девонские отложения севернее Серафимовского месторождения, на Бишинды-Кандринской площади (глубина 1700—1800 м), в результате чего была установлена нефтеносность верхнефаменских известняков, из которых впоследствии получен фонтан нефти.

В настоящее время на разведочных площадях Башкирии станками «Уфимец» бурится более 30 скважин. В 1956 г. этими станками пробурено более 88 тыс. м, а на 1957 г. запроектировано пробурить ими 100 тыс. м.

В дальнейшем Башнефть проектирует еще более значительный рост проходки станками «Уфимец», так как геологические материалы, получаемые при бурении этими станками, позволяют дать исчерпывающее заключение по всем вопросам, стоящим перед разведочным бурением.

Диаметр скважин, пробуренных этими станками ($5\frac{3}{4}$ ", а на больших глубинах до $4\frac{3}{4}$ "), позволяет спустить 3" эксплуатационную колонну для испытания вскрытых горизонтов как фонтанным, так и глубиннонасосным способом.

При бурении скважин производится отбор керна (диаметром 2— $1\frac{1}{2}$ "), который можно исследовать для литологической характеристики разреза и определения физических свойств коллекторов.

В скважинах осуществляется весь комплекс промыслово-геофизических исследований, как-то:

- а) кароттаж — стандартным потенциал-зондом и БКЗ;
- б) радиоактивный кароттаж (ГК и НГК) — прибором РАРК Д-60 м/м;
- в) замер сопротивления раствора резистивиметром Д-80 м/м;

г) замер искривления скважины — инклинометром Д-58 м/м;

д) замер диаметра скважины — калверномером Д-80 м/м.

е) определение подъема цемента за 3" колонной — электротермометром Д-60 м/м.

С 1956 г. проводится отбор грунтов боковым грунтоносом при диаметре скважины $5\frac{3}{4}$ " (проектируется грунтонос и для меньших диаметров скважин).

Самой сложной операцией пока является прострел отверстий, который проводится перфоратором ПП-65.

Вследствие малого заряда и небольшого зазора между корпусом перфоратора и колонной происходит заклинивание перфоратора в колонне, поэтому в большинстве случаев объекты вскрываются торпедой, что нельзя считать нормальным. Главнефтегеофизике необходимо ускорить конструирование эффективного перфоратора для колонн $2\frac{1}{2}$ и 3" желательного кумулятивного типа.

Анализ бурения большого числа скважин станком «Уфимец» показывает высокую экономичность проводки разведочных скважин малого диаметра.

Ниже приводим таблицы показателей бурения по некоторым разведочным площадям.

Можно не сомневаться, что при усовершенствовании станка «Уфимец», имеющего ряд конструктивных недостатков, эффективность бурения скважин малым диаметром значительно повысится, особенно в результате перехода на турбинный способ бурения. Преимущества турбинного способа бурения видны из табл. 3.

Отметим, что, несмотря на очевидное преимущество турбинного способа бурения, выпуск турбобуров малого диаметра не налажен, что задерживает расширение фронта разведочных работ.

Из всего изложенного материала можно сделать следующие выводы.

1. Бурение скважин малого диаметра станками «Уфимец» дает большой экономический эффект.

2. Разведочное бурение, выполненное станками «Уфимец», позволяет

Таблица 1

Сравнительные данные технико-экономических показателей бурения скважин станками „Уфимец“ и УЗТМ

	Станок „Уфимец“				Станок УЗТМ			
	Площадь Белебей				Площадь Белебей-Шкапово			
№ скважин	3	1	7	9	3	6	9	
Глубина, м	1292	2066	1321	1622	2053	2132	2064	
Коммерческая скорость м/ст-мес.	461	213	388	207,5	203,3	247,9	153,0	
Стоимость 1 м проходки, руб.	512	779	510	794	1383	1231	1228	
	Площадь Стаханово							
№ скважин	8	10	2	4	3	11	4	12
Глубина, м	1966	1916	1858	1505	1870	1917	1970	1884
Коммерческая скорость	242,7	186,0	213,6	342,1	243,8	216,4	173,0	238,8
Стоимость 1 м проходки, руб.	610	631	697	485	1305	1491	1575	1395

Таблица 2

	Станок „Уфимец“ (площадь Столяровка)				Глубокое разведочное бурение (площадь Старая Казанковка)			
№ скважин	42	49	60	45	28/54	81/54	86/54	93/54
Глубина, м	1714	1382	1785	1504	2192	1319	1273	1263
Коммерческая скорость м/ст-мес.	463,3	493,6	776,1	239,4	421	637,2	386,0	226
Стоимость 1 м проходки, руб.	362	291	237	465	197	631	907	752

Мы не приводим показатели бурения всех скважин, так как приведенные данные полностью характеризуют общее соотношение показателей бурения скважин станками „Уфимец“ и УЗТМ.

дать такую же геологическую характеристику разведваемой площади, как и разведка обычными тяжелыми станками.

3. Разведочным бурением станками «Уфимец» можно открыть нефтяные и газовые месторождения на глубинах до 2000 м и предварительно оценить промышленную ценность нефтяных горизонтов.

4. В результате предварительной разведки геологического строения и нефтеносности площади станками «Уфимец» исключается бурение безрезультатных поисково-разведочных скважин.

5. Применение станка «Уфимец» облегчает и ускоряет разведку новых

Таблица 3

Сравнение скв. 4, пробуренной турбобуром, со скважинами, пробуренными ротором на Кандринской площади

№ скважин	4	18	3	19	16	17
Глубина, м	1358	1041	1300	1882	1317	1328
Коммерческая скорость м/ст-мес.	563	537	265	330	415	316
Стоимость 1 м проходки, руб.	354	433	463	557	384	502

районов, так как при этом не требуется большого объема работ по подготовке площадей к разведке, что особенно важно для таких территорий, как, например, Сибирь и Дальний Восток.

* * *

В. И. АФОНИН, И. А. КОПОСОВ, Ю. А. РОМАНОВ, В. Г. ЧЕРНЯЕВА

Опыт применения наземной радиометрической съемки в Нижнем Поволжье и Предкавказье

Опыт проведения радиометрических наземных и воздушных съемок на нефтеносных площадях в США, а также аналогичные исследования Института нефти АН СССР, начатые в 1953 г., приводят к выводу о больших возможностях радиометрического метода для поисков нефтяных месторождений.

В настоящей статье излагается опыт наземной радиометрической съемки, проведенной Институтom нефти АН СССР летом 1956 г. в районах Нижнего Поволжья и Предкавказья.

Радиометрическая съемка производилась авто-гамма-радиометром АГР-СС-56. В районах съемки тщательно изучались особенности геологического строения верхних отложений и геоморфологии. Такое изучение необходимо для учета при интерпретации радиометрических аномалий влияния факторов, не связанных с нефтяными залежами. Полученные при наших исследованиях радиометрические аномалии можно разделить на аномалии крупного порядка (большие по площади) и аномалии локальные. Первые могут быть обусловлены влиянием нефтяных и газовых залежей или сменой стратиграфо-литологических комплексов. Вторые связаны с местными причинами.

Ниже дается описание результатов проведенных работ по отдельным площадям.

Коробковское газонефтяное месторождение приурочено к брахиантиклинальной складке, расположенной в средней части Доно-Медведицкого вала в Сталинградском Поволжье.

В рельефе Коробковскому поднятию соответствует небольшая возвышенность с превышением до 50 м и с развитой сетью оврагов и балок. Водораздельная часть возвышенности смещена по отношению к сводовой части подня-

тия к северо-востоку. Сводовая часть складки сложена ожелезненными песчаниками неокрома, в долинах балок местами выходят темные верхнеюрские глины. Неокром сводовой части окаймлен узкой полосой аптских песчано-глинистых отложений. На крыльях широко представлены албские песчаники и пески.

Продуктивными являются каменноугольные и юрские отложения.

Радиометрическая съемка, проведенная по ряду профилей вкрест простиранья структуры, показала наличие аномально низких значений интенсивности гамма-излучения над залежами (рис. 1). При этом контуры радиометрической аномалии в общих чертах соответствуют контурам нефтеносности и газоносности. Очень резкое

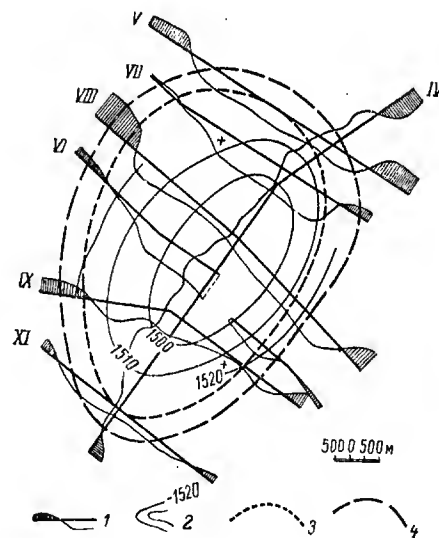


Рис. 1. Схема сопоставления кривых интенсивности гамма-излучения со структурной картой и контурами нефтяной и газовой залежей Коробковского месторождения.

1 — кривые интенсивности гамма-излучения (заштрихованы повышенные значения); 2 — стратонизогипсы по продуктивному пласту сталингорского горизонта; 3 — внешний контур нефтеносности сталингорского горизонта; 4 — внешний контур газоносности намюра.

уменьшение активности (1—1,5γ), наблюдается, например, на профилях V и VII.

Связывать отмсченную аномалию с выходом неоконских песчаников не представляется возможным, так как геологическая граница апта и неокон на дневной поверхности в большинстве случаев не соответствует уменьшению гамма-активности. Например, на профиле V уменьшение намечается в пределах однородного аптского поля, а на профиле VIII геологическая граница проходит в средней части зоны радиометрического минимума.

Точно так же нельзя объяснить происхождение аномалии влиянием рельефа и эрозийной сети, так как область радиометрической аномалии занимает разнородные морфологические элементы — северо-западный склон возвышенности, частично пониженные части рельефа и водораздел. В то же время весь восточный склон оказывается за пределами аномалии, в области повышенных значений гамма-активности.

Наличие аномалии над залежами Коробковской структуры подтвердилось и по данным лабораторных измерений радиоактивности почв и пород, отобранных со всей исследованной площади (рис. 2).

Карта радиометрической аномалии по этим данным была построена с учетом литологического состава исследованных образцов. С этой целью для каждой литологической разности выбиралось свое фоновое значение интенсивности, соответствующее наиболее часто повторяющейся величине интенсивности. Эти фоновые значения вычитались из каждого индивидуального замера и результаты наносились на карту. После этого на карте выделялась зона низких значений интенсивности гамма-излучения.

Казинское газовое месторождение приурочено к брахиантиклинальной складке платформенного типа, расположенной на Ставропольском тектоническом выступе. Структура ориентирована почти широтно, имеет размеры: по длинной оси около 10 км, а по короткой около 5 км. В рельефе Казинское поднятие не вы-

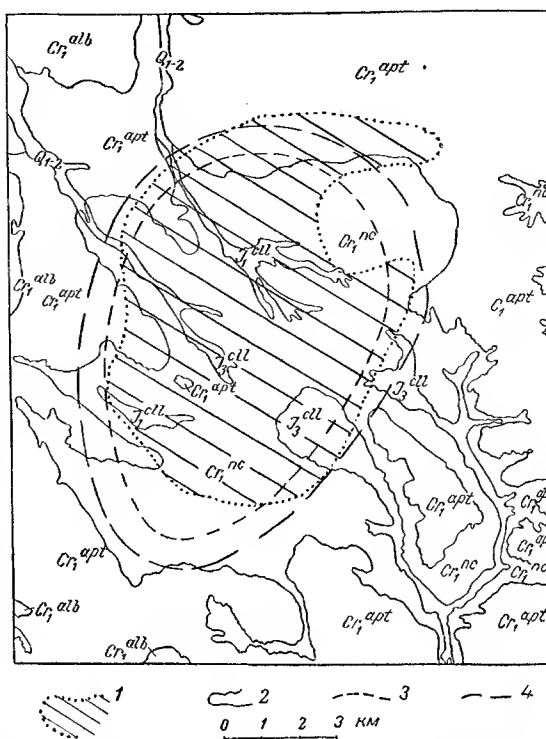


Рис. 2. Карта радиометрической аномалии Коробковской структуры по данным лабораторных измерений образцов поверхностных отложений (геологическая основа дана по результатам геологической съемки СГПК).

1 — зона пониженных значений гамма-активности; 2 — геологические границы; 3 — внешний контур нефтеносности продуктивного пласта сталинградского горизонта; 4 — внешний контур газоносности напора.

ражено. Поверхность ровная, слабо наклонена к северу и пересечена балками уже за пределами структуры. Вся поверхность сложена среднесарматскими известняками и известковистыми песчаниками, обнажающимися на склонах балок. Эти отложения перекрыты плащом однообразных делювиальных суглинков и однообразным покровом черноземных почв.

Газоносными являются песчаники хадумского горизонта на глубинах 800—900 м.

В результате радиометрической съемки над газовой залежью Казинского месторождения установлена аномальная зона с низкими значениями гамма-активности. Зона пониженных значений окаймлена высокими значениями интенсивности и довольно точно совпадает с контуром залежи (рис. 3).

⁴ Геология нефти № 6.

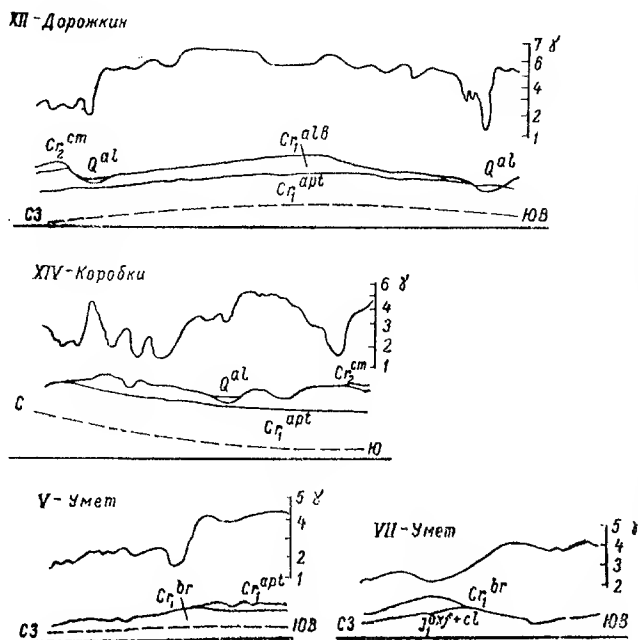


Рис. 5. Кривые интенсивности гамма-излучения и геологические профильные разрезы.

На всех профилях, пересекающих Коробковскую структуру, за пределами последней после распространения туронских известняковых отложений выделяется очень низкой записью радиоактивности.

Не всегда разнородные литологические пачки выделяются так четко на кривой интенсивности. Например, на профиле XII (рис. 5), проходящем южнее Коробковской структуры в направлении с юга-востока на северо-запад, полю альбских отложений (C_1^{alb}), главным образом песчаных, соответствует плавная, слабо дифференцированная кривая, колеблющаяся в пределах 5—6,5 γ . В то же время на меридиональном профиле XIV кривая интенсивности дифференцирована очень сильно и запись происходит в пределах 1,5—6 γ . Причиной такого различия радиометрической характеристики для одних и тех же пород является то, что в первом случае рельеф на профиле не расчленен и почвенный покров не нарушен. Во втором случае профиль сильно пересечен балками, прорезающими почвенный по-

кров и вскрывающими различные горизонты альба. Следовательно, стратиграфо-литологические аномалии выражены более четко при условии неглубокого залегания разнородных литологических пачек, когда коренные породы оказывают влияние на формирование почвенного покрова и на расчлененность рельефа. Чем сложнее рельеф и, следовательно, чем больше имеется локальных поверхностных факторов, влияющих на интенсивность гамма-излучения, тем сложнее радиометрическая картина на профиле.

Локальные радиометрические аномалии

Такие аномалии связаны со следующими факторами.

1. Обнажения коренных пород (обычно на склонах долин)

отмечаются аномальными значениями интенсивности гамма-излучения.

Хорошо, например, отмечаются локальными минимумами выходы туронских известняков к северо-западу от Коробковской площади, выходы среднесарматских известняков и песчаников на Казинской площади и в ряде других случаев.

8. Долины рек, ручьев, балок, выполненных аллювием, обедненным радиоактивными элементами, отмечаются локальными минимумами гамма-активности. Такие аномалии встречаются повсеместно.

3. Заболоченные участки, характеризующиеся торфянистыми почвами, отмечаются минимумами интенсивности гамма-излучения. Этот вид аномалий наблюдался на Александровской площади на заболоченных балках Каблук и Халибердовой.

4. Местные изменения литологического состава почв также влияют на радиоактивность и в равнинных условиях. Такая зависимость была прослежена на Озек-Суатской площади при отсутствии остальных факторов, где ма-

лейшее заметное обогащение почвы песчаной фракцией отражается на кри-вой интенсивности гамма-излучения небольшим понижением.

5. Вершины возвышенности на фоне очень слабой всхолмленности рельефа при однородном почвенном покрове отмечаются слабыми минимумами. Такие аномалии наблюдались на Александровской площади.

Наиболее интенсивные аномалии из числа перечисленных связаны с выходами коренных пород и с долинами рек, ручьев, балок.

Заключение

Радиометрические съемки на нефтеносных и газоносных площадях показали, что в ряде районов над нефтяными и газовыми залежами наблюдаются пониженные значения гамма-активности. Эти аномалии не могут быть объяснены влиянием только чисто геологических и геоморфологических факторов. Есть основания считать, что пониженные значения величин гамма-излучения над нефтяными и газовыми за-

лежами связаны с различным содержанием радиоактивных элементов в верхних слоях в районе нефтяного месторождения. Эти различия обусловлены, по-видимому, особыми геохимическими условиями, создаваемыми нефтяной и газовой залежью во всем геологическом разрезе до дневной поверхности.

При радиометрических съемках часто выявляются аномалии, не связанные со скоплениями нефти и газа. Они являются результатом влияния сложных поверхностных геологических и геоморфологических условий. Влияние указанных факторов должно поэтому обязательно учитываться при интерпретации радиометрических аномалий, для чего необходимо хорошее знакомство со всеми особенностями геологического строения и геоморфологии района съемки. Наибольший нефтепоисковый эффект радиометрическая съемка должна дать в районах, где влияние факторов, не связанных с залежами нефти и газа, сведено к минимуму. Такие условия лучше всего соблюдаются в равнинных, степных и полупустынных районах с минимальной расчлененностью рельефа и отсутствием эрозивной сети.

* * *

В. Е. ОРЕЛ, М. В. ФЕЙГИН

Продуктивность палеоценовых отложений в Северском районе Краснодарского края

В 1947—1948 гг. работами сейсмической партии под руководством Н. Г. Романюка и Е. В. Паниной в районе станиц Ново-Дмитриевской и Калужской были выявлены две глубоко погребенные структуры, названные по имени указанных станиц.

Глубоким разведочным бурением было подтверждено наличие этих структур и установлено, что антиклинальные складки Ново-Дмитриевская и Калужская лежат на одной тектонической линии и разобщены ундуляционным прогибом.

Эти структуры приурочены к зоне погребенной складчатости южного борта

Азово-Кубанской впадины. Плиоценовые отложения залегают моноклинально с падением на север под углом 5° . Более древние отложения имеют антиклинальный перегиб, причем углы падения на крыльях антиклиналей увеличиваются с глубиной. Как Ново-Дмитриевская, так и Калужская складки асимметричны, имеют более пологие южные (углы падения $5-6^\circ$) и крутые северные крылья (до 22° в пределах майкопа). Обе структуры осложнены рядом тектонических нарушений типа сбросов с амплитудами 50—100 м, имеющих субмеридиональное направление (рис. 2).

В майкопских отложениях промышленно-нефтеносными оказались два песчаных горизонта, представляющие собой продолжение на запад широко известных заливообразных залежей Нефтегорско-Хадыженской группы. Эти залежи в виде многочисленных заливов располагаются по северным крыльям Ново-Дмитриевского и Калужского поднятий и имеют общую гидродинамическую систему.

Основным эксплуатационным объектом в пределах Ново-Дмитриевской структуры является пластовая залежь нефти, приуроченная к кумскому горизонту, представленному частым чередованием алевролитно-песчаных прослоев с глинами. Характерной особенностью этой залежи является значительное превышение (на 19—22%) пластового давления над гидростатическим, что может быть объяснено запечатанностью гидродинамической системы кумского горизонта в конечный период формирования структуры.

На Калужской площади, расположенной восточнее Ново-Дмитриевской, наблюдается резкое ухудшение коллекторских свойств кумского горизонта, связанное с фаціальным замеще-

нием алевролитно-песчаных прослоев глинами.

В конце 1955 г. были начаты разведочные работы по выявлению нефтеносности нижнеэоценовых и палеоценовых отложений на Ново-Дмитриевской и Калужской площадях. Эти отложения, по естественным выходам от поселка Горячий Ключ на востоке до станции Азовской на западе, представлены частым чередованием алевролитовых и глинистых прослоев флишевого характера (рис. 1).

В течение 1956 г. были закончены бурением две разведочные скважины: скв. 115 на Калужской площади и скв. 26 на Ново-Дмитриевской площади. Обе скважины были заложены в сводовых частях указанных структур.

Скв. 115 была остановлена бурением при глубине забоя 2688 м в верхах ильской свиты верхнего палеоцена. До проектной глубины 2900 м скважина не доведена из-за сильных обвалов и катастрофических поглощений глинистого раствора в эоценовых и палеоценовых отложениях. Ниже ранее разведанного кумского горизонта скважиной вскрыто две песчаных пачки. Одна в зыбзенской свите мощностью 60 м,

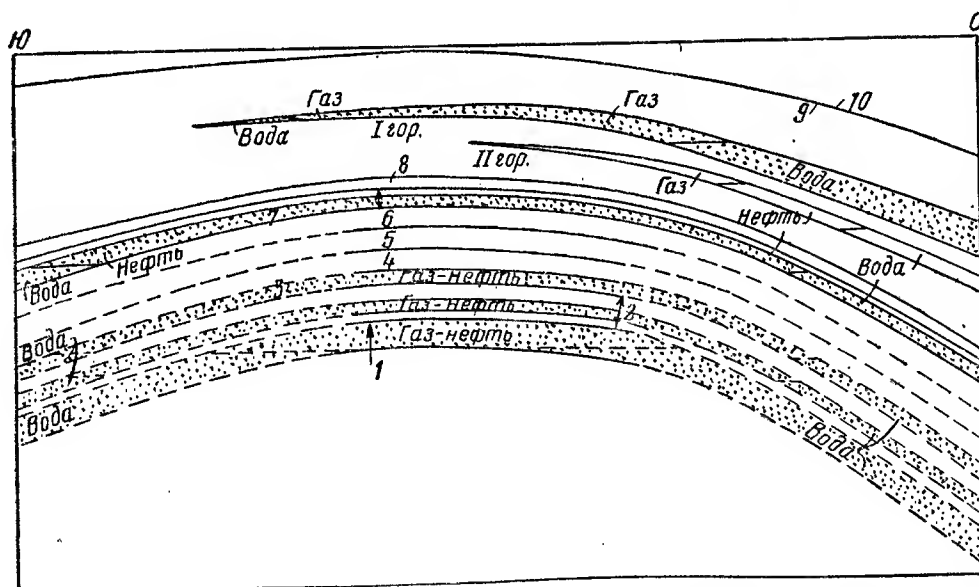


Рис. 1. Геологический профиль через Ново-Дмитриевскую структуру.

Свиты: 1 — Горячего Ключа; 2 — ильская; 3 — зыбзенская; 4 — кутаисская; 5 — калужская; 6 — хадыженская; 7 — кумская; 8 — белоглинская. Слои: 9 — майкопские; 10 — чокракские.

представленная переслаиванием песков и песчаников мощностью до 10 м с глинами, вторая пачка (34 м) залегает в кровле ильской свиты верхнего палеоцена и представлена также чередованием песков и песчаников с глинами.

При опробовании песчаного горизонта в ильской свите в интервале 2660—2656 м был получен приток минерализованной воды с дебитом 8 м³ в сутки. Затем был опробован зыбзенский песчаный горизонт в интервале 2617—2611 м. Из этого интервала получили приток газа 300 тыс. м³ и конденсата до 30 м³ в сутки через 8-мм штуцер.

Были произведены анализы отобранных проб газа и конденсата, которые приводятся в табл. 1 и 2.

Анализ газа удельным весом 0,641.

Таблица 1

Компоненты	в объемных %	в весовых %
Углекислота	1,9	4,49
Азот	1,1	1,66
Метан	91,21	78,43
Этан	3,03	4,89
Пропан	0,11	0,26
Бутан и изобутан	0,45	1,40
Питан и высшие углеводороды	2,20	8,87

Анализ конденсата

Удельный вес	0,777
Вязкость	0,02 стокса
Смолы	нет
Вспышка	-4 °C
Начало кипения	60°

Таблица 2

При t°	Фракционный состав								
	70°	100°	130°	160°	190°	220°	250°	280°	290°
% содержания	4	21,6	52,6	66,6	76	82	88	94	96

Из анализов видно, что газ по содержанию углеводородных компонентов сходен с газом нефтяных залежей, а конденсат по своему удельному весу близок к некоторым нефтям легкого типа.

Данные анализов дают основание предполагать, что скв. 115 вскрыла газовую шапку газо-нефтяной залежи.

Скв. 26, заложенная в сводовой части Ново-Дмитриевской структуры, пробурена до глубины 3067 м и остановлена в отложениях свиты Горячего Ключа. Ниже кумского горизонта скважиной вскрыто три продуктивных горизонта, представленных чередованием песчаных и глинистых прослоев. Первая пачка (горизонт) залегает на глубине 2730—2810 м и относится к зыбзенской свите нижнего эоцена. По данным электрометрических работ и кернового материала эта пачка характеризуется как газонефтяная. Вторая пачка залегает в интервале 2875—2920 м и относится к ильской свите верхнего палеоцена. Эта пачка также продуктивна. Третья пачка залегает на глубине 2950—3060 м и относится к свите Горячего Ключа.

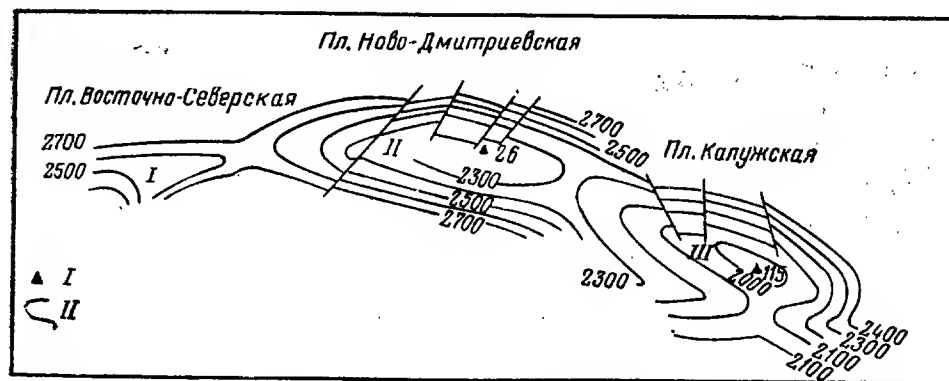


Рис. 2. Структурная карта Восточно-Северской, Ново-Дмитриевской и Калужской площадей. I — разведочные скважины на палеоценовые отложения; 2 — изогипсы кровли белоглинской свиты. Площади: I — Восточно-Северская; II — Ново-Дмитриевская; III — Калужская.

При кратковременном опробовании нижнего песчано-глинистого горизонта в интервале 3031—3025 м получен мощный фонтан газа с дебитом около 500 тыс. м³ в сутки через 7-мм штуцер. Была отобрана проба газа, анализ которого приводится в табл. 3.

Удельный вес 0,587 г/см³.

Таблица 3

Компоненты	в объем- ных %	в весовых %
Углекислота . . .	1,8	4,65
Метан	96,28	90,51
Этан	1,27	2,24
Пропан	0,15	0,40
Бутан и изобутан	Следы	Следы
Пентан и высшие углеводороды .	0,5	2,20

При работе скважины отмечалось значительное выделение конденсата, дебит которого замерить не удалось.

Результаты, полученные в скв. 115 и скв. 26, расширили перспективы нефтегазоносности палеоценового комплекса пород на площадях Восточно-Северской, Смоленской, Восточно-Калуж-

ской, Пензенской, Ключевой и других площадях.

На примере разведки Калужского и Ново-Дмитриевского месторождений можно наглядно видеть недостатки применявшейся методики разведки. В течение 7 лет разведочные работы направлялись на выявление нефтеносности и оконтуривание залежей нефти в кумском горизонте и майкопских отложениях. В то же время, комплекс пород палеоценовых отложений, в разрезе которых предполагается наличие не менее 8 песчаных горизонтов, до настоящего времени остается не разведанным. К сожалению, такая методика применялась при разведке большинства нефтяных месторождений Кубани.

Из изложенного выше следует, что при разведке нефтяных месторождений проводку первых разведочных скважин необходимо вести на технически максимально доступную глубину. Это позволит полнее осветить газо-нефтеносность месторождения, выбрать наиболее рациональную систему разработки и значительно сократить капиталовложения на эксплуатационное бурение.

* * *

Л. Н. РОЗАНОВ

Возможное объяснение причин смещенного залегания контура нефтеносности Копей-Кубовского месторождения

Копей-Кубовская площадь расположена на восточном склоне Татарского свода, который характеризуется общим пологим моноклинальным погружением нижнепермских, каменноугольных и девонских слоев к юго-востоку. Копей-Кубовское куполовидное поднятие по горизонтам каменноугольных и нижнепермских отложений приурочено к «структурному носу», протягивающемуся через рассматриваемую площадь в юго-восточном направлении.

Нефтеносными пластами на этой площади являются песчаники угленос-

ного горизонта нижнего карбона. Выделяются два продуктивных пласта, разделенных непроницаемыми аргиллитовыми породами.

По данным УфНИИ (по материалам А. В. Копытова и А. Д. Надежкина) поле нефтеносности обоих пластов прерывается несколькими зонами замещения песчаников слабо проницаемыми породами, пересекающими месторождение в направлении, поперечном простиранию структуры (см. рисунок).

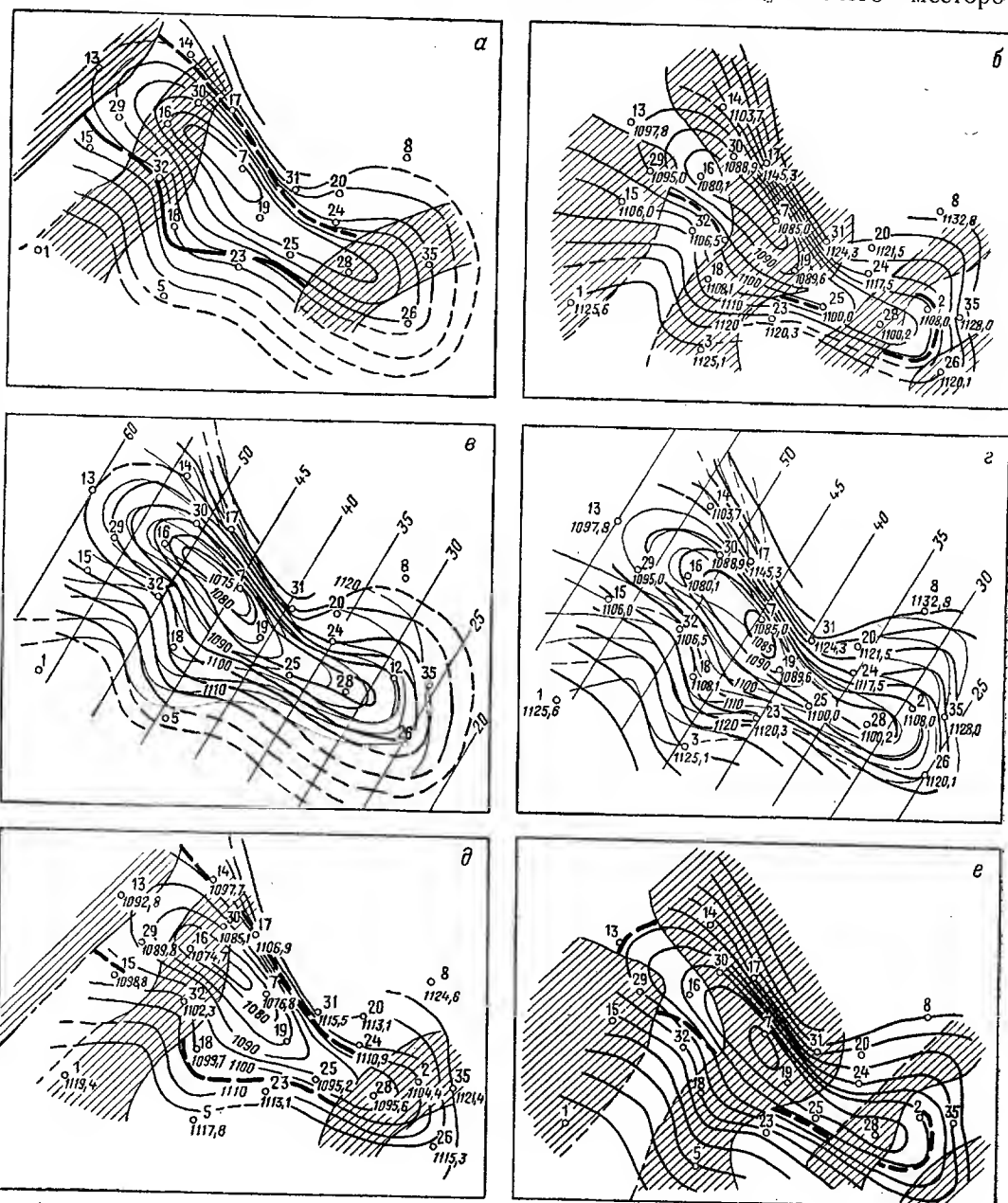
Поверхность водо-нефтяного контакта в обоих пластах, как было установлено А. В. Копытовым, не является

горизонтальной, а повышается в северо-западном направлении по верхнему пласту на 8 м, а по нижнему пласту на 15 м.

Отметки водо-нефтяного контакта

обоих пластов различны на каждом нефтеносном участке.

Такое своеобразное изменение положения водо-нефтяного контакта по площади Копей-Кубовского месторо-



1 — 2 — 3 — 4 — 5

Структурные карты по кровле продуктивных песчаников угленосного горизонта.

а — по кровле верхнего пласта; б — по кровле нижнего пласта; в — карты схождения; г, д — карты со снятием регионального фона. 1 — внешний контур нефтеносности; 2 — изолинии схождения; 3 — новые изогипсы; 4 — исходные изогипсы; 5 — площади, на которых песчаники замещены алевролитами и глинами.

ждения не получило еще своего объяснения.

Причина этого явления, как нам кажется, заключается в особенностях формирования структуры данной площади. Некоторые данные об истории ее образования могут быть получены на основании структурно-фациального анализа.

В результате такого анализа, проведенного на Копей-Кубовской площади для тульского горизонта (по кернам), было установлено, что свод древнего поднятия, отвечающего времени отложения изучаемых осадков, располагался юго-восточнее современной вершины структуры по ее оси.

Такое несоответствие сводов древней и современной структуры является следствием того, что наблюдаемый в настоящее время общий региональный моноклиальный наклон слоев к юго-востоку, соответствующий погружению восточного края Русской платформы и составляющий в Башкирии около 1000 м, возник в более позднее время, чем отложения данных осадков. Вероятнее всего, образование этого моноклиального наклона в той форме, которая наблюдается в настоящее время, относится к верхнекаменноугольному и нижнепермскому периодам, т. е. ко времени формирования Предуральской депрессии.

До этого момента такого общего наклона к юго-востоку не существовало или он был весьма незначительным.

Чтобы убедиться в справедливости вывода, полученного в результате структурно-фациального анализа, с имеющейся структурной карты по кровле угленосного горизонта нижнего карбона был снят региональный фон, соответствующий общему моноклиальному наклону. Оказалось, что на новой «исправленной» структурной карте свод поднятия действительно перемещается вдоль оси структуры к юго-востоку в сторону периклинали. Таким образом, создается убежденность в том, что наблюдаемый региональный моноклиальный наклон слоев действительно является результатом относительно молодых тектонических движений.

В соответствии с этими данными находится и положение контуров нефтеносности продуктивных песчаных прослоев угленосного горизонта на Копей-Кубовской площади.

Изменение гипсометрического положения водо-нефтяного контакта обоих пластов по площади, по нашему мнению, так же как и изменение тектонической структуры, находится в зависимости от последующего регионального наклона слоев к юго-востоку.

После приведения региональной структуры к горизонтальной поверхности путем снятия регионального фона положение контуров нефтеносности по обоим пластам более соответствует структурным картам. Как видно на чертеже (см. рисунок), внешний контур нефтеносности в обоих случаях близко совпадает с одноименной изогипсой, несколько повышаясь, но теперь уже в юго-восточном направлении вдоль структуры. Последнее, вероятно, происходит потому, что региональная структура была приведена к горизонтальному положению, тогда как в момент заполнения структурной ловушки нефтью существовал уже некоторый весьма слабый наклон к юго-востоку, степень которого нам не известна. Приводя региональную структуру к горизонтальной поверхности, мы сняли региональный фон несколько больше, чем это соответствует эпохе формирования Копей-Кубовского месторождения.

Несмотря на эту неточность, избежать которой не представляется возможным, приведенные построения доказывают справедливость предположения о том, что после формирования нефтяного месторождения в угленосном горизонте здесь произошло изменение формы структуры (наклон ее оси к юго-востоку), причем положение нефтяных залежей не изменилось. Поэтому современные контуры нефтеносности как верхнего, так и нижнего пластов не согласуются с современной структурой.

Отсутствие последующего перераспределения нефти внутри данного резервуара в результате более поздних тектонических движений, обуславливающих, в частности, общий монокли-

нальный наклон к востоку, кроме других различных причин, обязано наличию поперечных непроницаемых зон, которые препятствовали перемещению нефти. Таким образом, отдельные скопления нефти в различных частях структуры оказались изолированными.

Рассмотренный пример изменения гипсометрического положения водо-нефтяного контакта по площади, вероятно, является не единственным и для районов с региональным моноклинальным наклоном. Такие случаи вполне вероятны.

* * *

Ш. Ф. МЕХТИЕВ

Формирование солевого состава вод ПК свиты

Формирование солевого состава пластовых вод является одним из наиболее трудных вопросов гидрогеологии нефтяных месторождений. Состав пластовых вод формируется под влиянием ряда природных факторов. Первичный состав погребенных или седиментационных пластовых вод впоследствии преобразуется, с одной стороны, под воздействием вмещающих пород, с другой — в результате смешения с инфильтрационной водой. Инфильтрационная вода может иметь как атмосферное, так и морское происхождение и проникать в пласт в разное геологическое время.

В данной заметке рассматриваются вопросы формирования солевого состава вод подкирмакинской свиты (ПК) Апшеронской нефтеносной области¹.

Как видно из рисунка, общая минерализация вод этой свиты достигает наибольших величин (40—130 мг-экв) в полосе Ясамальская долина — Сулутепе — Чахнагляр — Бинагады, т. е. в зоне выклинивания ПК. Так как в этих районах свита ПК не обнажается на поверхности, выклиниваясь вверх по восстановлению пластов, то проникновение поверхностных вод непосредственно в свиту ПК здесь исключается. Вниз по

погружению пластов минерализация вод понижается (примерно в полтора-два раза), составляя в среднем около 35—55 мг-экв. Повышенная минерализация вод подкирмакинской свиты вблизи зоны выклинивания, по-видимому, связана не только с изменением литологического состава ПК, но также с влиянием подстилающих глинистых отложений (понт). Непосредственно вблизи этой зоны создается почти застойная зона, где перемещение воды по пласту сведено до минимума. Именно в зоне выклинивания могло произойти значительное обогащение вод выклинивающихся пластов ПК солевым составом непосредственно подстилающих глинистых отложений понта. Вниз по падению по мере возрастания мощности свиты ПК и перехода в гидродинамически более активную зону поглощаемый из понтических отложений солевой комплекс как бы разбавляется в значительно большем объеме пластовых вод. Воды этих более отдаленных от линии выклинивания участков более подвижны и имеют более активную связь с водами свиты в других областях ее распространения.

Следует также отметить, что у зоны выклинивания ПК происходит также резкое обогащение вод сульфатными ионами. Непосредственно у зоны выклинивания свиты ПК в полосе Ясамальская долина — Сулутепе — Чахнагляр — Бинагады содержание сульфатных ионов достигает 3—13 мг-экв, т. е. максимальных величин для содержания

¹ Воды подкирмакинской свиты Апшеронского полуострова изучались Б. И. Султановым, Г. П. Тамразяном, Е. Ф. Корховой, А. Я. Гавриловым и другими. Изменение солевого состава вод свиты ПК рассмотрено в работе Ш. Ф. Мехтиева [1] и в статье Г. П. Тамразяна [2].

сульфатов в водах всех свит продуктивной толщи². Однако в свите ПК указанной полосы по погружению содержание ионов SO_4 резко понижается, составляя 0,1—1 мг-экв, редко несколько больше. В водах свиты ПК всех остальных районов Апшеронской области содержание ионов SO_4 составляет обыкновенно 0,1—0,5 мг-экв.

Минимальная минерализация вод свиты ПК (в среднем 30—50 мг-экв) наблюдается в южных районах Апшеронского полуострова (Бибиэбат, Сураханы, Карачухур, Зых), где эта свита не только не обнажается, а находится на глубине нескольких километров. Малой общей минерализацией отличаются воды свиты ПК также в районах Маштаги — Бузовны (27—60 мг-экв) и Гюргяны-море (43—52 мг-экв).

В районах обнажения свиты ПК в пределах акватория общая минерализация вод повышается на о. Артема до 40—100 мг-экв, на о. Жилой до 51—59 мг-экв и на Нефтяных Камнях до 70 мг-экв.

Повышенной минерализацией отличаются воды ПК свиты и в районах, находящихся вблизи обнажения этой свиты на поверхности в центральной части Апшеронского полуострова. Так, в Балахано-Сабунчино-Романинском районе общая минерализация вод ПК составляет 45—100 мг-экв, в районе Хоросан, непосредственно примыкающем к Кирмакинской долине, 50—97 мг-экв; в Кала 42—84 мг-экв.

Таким образом, общая минерализация вод свиты ПК повышена в зоне выклинивания в полосе Ясамальская долина — Бинагады и в районах обнажения свиты ПК или в непосредственной близости от этих районов. Все это настойчиво указывает на инфильтрацию в свиту ПК более соленых морских вод в местах выходов свиты ПК на поверхность. Такая инфильтрация морских вод в свиту ПК могла иметь место в недалеком геологическом прошлом, когда уровень Каспийского моря был значительно выше и море покрывало не только острова Апшеронского архипелага, но и значительную территорию самого Апшеронского полуострова.

Инфильтрация соленых морских вод в свиту ПК должна была привести к повышению общей минерализации вод³. При этом должно было увеличиться содержание ионов хлора, щелочей, щелочных земель и сульфатов; вместе с тем просачивание морских вод должно было привести к уменьшению содержания в пластовых водах бикарбонатных ионов, которыми бедны морские воды. И действительно, содержание ионов хлора и щелочей, составляющих основную часть ионного состава вод и в основном обуславливающих общую минерализацию вод продуктивной толщи, имеет максимальную величину в районах (или вблизи районов) выходов свиты ПК на поверхность. Содержание щелочных земель максимально также вблизи обнажения свиты ПК на дневной поверхности. Количество ионов кальция составляет в водах свиты ПК 0,1—0,3 мг-экв, в то время как в районах обнажения свиты ПК оно увеличивается до 0,4—1,1 мг-экв. Повышенное содержание ионов кальция отмечается и вблизи выклинивания свиты ПК в полосе Ясамальская долина — Бинагады (1—5,8 мг-экв).

Содержание ионов магния в районах, где свита ПК не обнажается (Бибиэбат, Сураханы, Карачухур, Зых, Гюргяны-море), незначительно (0,1—0,3 мг-экв). Повышенным содержанием ионов магния отличаются воды свиты ПК о. Артема (1,5 мг-экв), Банки Дарвина (0,7 мг-экв), Камней Григоренко (0,7—1,8 мг-экв), Нефтяных Камней (1,3 мг-экв), Хоросанов (0,4—1,4 мг-экв), Балахано-Сабунчино-Раманинского месторождения (0,6—2,8 мг-экв). Следовательно, повышен-

Содержание ионов магния в районах, где свита ПК не обнажается (Бибиэбат, Сураханы, Карачухур, Зых, Гюргяны-море), незначительно (0,1—0,3 мг-экв). Повышенным содержанием ионов магния отличаются воды свиты ПК о. Артема (1,5 мг-экв), Банки Дарвина (0,7 мг-экв), Камней Григоренко (0,7—1,8 мг-экв), Нефтяных Камней (1,3 мг-экв), Хоросанов (0,4—1,4 мг-экв), Балахано-Сабунчино-Раманинского месторождения (0,6—2,8 мг-экв). Следовательно, повышен-

² Верхнепонтические отложения, непосредственно подстилающие свиту ПК, значительно обогащены гипсом.

³ Соленость вод Каспийского моря составляет ныне около 2° Вё. Соленость вод свиты ПК в районе площадей Карачухура, Зыха, Сураханов, Гюргяны-море, Бузовнов, Бибиэбата составляет 1,3—1,8° Вё. Инфильтровавшаяся в свиту ПК вода имела соленость значительно выше, чем современная соленость вод моря, что связано с более высоким уровнем моря в прошлом, когда современный залив Кара-Богаз-Гол не имел опресняющего значения.

ным содержанием ионов магния отличаются воды свиты ПК в районах обнажения этой свиты или вблизи них. Резко повышенным содержанием ионов магния (2—9 мг-экв) отличаются воды зоны выклинивания свиты ПК (Сулуте, Чахнагляр, Бинагады).

Содержание бикарбонатных ионов в водах ПК колеблется в более широких пределах с резким понижением нижнего предела в районах обнажения свиты ПК: о. Артема (2,5—10 мг-экв), Банка Дарвина (3,6 мг-экв), Камни Григоренко и о. Жилой (3—10 мг-экв), Хоросаны (3,5—16 мг-экв). В ближайших к ним районах (Балаханы — Сабунчи — Раманы, Кала) и в районах Бибиэбат, Сураханы, Карачухур, Зых, Гюргяны-море содержание бикарбонатных ионов составляет в среднем 6—15 мг-экв.

В зоне выклинивания свиты ПК в полосе Сулуте — Чахнагляр — Бинагады содержание бикарбонатных ионов уменьшается до 2,5—5 мг-экв. Вниз по падению пластов содержание бикарбонатных ионов повышается до 7—12 мг-экв.

Первая щелочность вод свиты ПК составляет 30—48% в глубоко погруженных районах (Бибиэбат, Сураха-

ны, Карачухур, Зых, Кала, Маштаги-Бузовны, Гюргяны-море), уменьшаясь вблизи выклинивания свиты ПК до 20—25% и в пределах о. Артема до 5—40%, Банки Дарвина, Камни Григоренко, о. Жилой и Нефтяные Камни.

Таким образом, формирование солевого состава вод свиты ПК происходит под воздействием инфильтрационных морских вод и в результате выщелачивания как самой свиты ПК, так и солей подстилающих понтических глин в зоне выклинивания этой свиты в западной части Апшеронского полуострова. Взаимодействие первичных погребенных (седиментационных) вод свиты ПК, обогащение солями за счет выщелачивания пород и процессы инфильтрации морских вод обусловили современное распределение солевого состава вод свиты ПК.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мехтиев Ш. Ф. Вопросы происхождения нефти и формирования нефтяных залежей Азербайджана. Изд. АН АзССР, 1956.
2. Тамразян Г. П. К вопросу об изменении химического состава вод продуктивной толщи Апшеронской нефтеносной области. Изд. АН АзССР, № 1, 1954.

* * *

В. Н. КОБРАНОВА

Влияние химико-минерального состава пород на их диффузионно-адсорбционную активность

Работами Московского нефтяного института, выполненными под руководством В. Н. Дахнова [1], была установлена для районов Западной Башкирии корреляционная связь между диффузионно-адсорбционным коэффициентом Ad и пористостью K_p пород и было предложено использовать ее совместно с данными метода СП для оценки пористости пройденных скважиной отложений.

Позднее, основываясь на этих работах, А. И. Кринари [2] нашел, что для терригенной толщи девона юго-восточ-

ной части Татарии величины приведенных к «нормальным геологическим условиям» аномалий СП обуславливаются пористостью песчано-глинистых пород и что между этими двумя параметрами существует зависимость, которая может быть использована для определения пористости пород. Это послужило основанием для разработанного А. И. Кринари способа оценки пористости по кривым СП.

Промышленное опробование показало, что в ряде случаев ошибки в определении пористости при помощи

указанных способов достигают недопустимо больших значений. Рассмотрение зависимости диффузионно-адсорбционной активности Ad от пористости K_p показывает, что значительные погрешности могут быть прежде всего обусловлены недостаточно тесной связью Ad с пористостью. Это заставило нас более тщательно проанализировать причины, вызывающие довольно значительный разброс точек на кривых зависимости диффузионно-адсорбционного коэффициента Ad от объемной влажности W (пористости K_p).

Детальное изучение причин, определяющих разброс точек на кривых $Ad = f(W)$, оказалось возможным для нижнепалеозойских доживетских отложений Башкирии и Татарии и для третичных отложений Краснодарского края.

Зависимость $Ad = f(W)$ для пород доживетских отложений с глинистым цементом была получена в 1951 г. [3]. Она также имеет достаточно большой разброс точек. Считалось, что подобной зависимости для пород третичных отложений Краснодарского края не существует.

Согласно детальным литолого-петрографическим исследованиям, проведенным на кафедре петрографии МНИ под руководством В. П. Флоренского, красноцветная и сероцветная толщи Бавлинской, Байтуганской, Каргалинской, Копейкубовской, Серафимовской и Субханкуловской площадей содержат кварцевые, кварцево-полевошпатовые и кварцево-полевошпатово-слюдистые песчаники и алевролиты. Эти породы имеют различные зернистость, степень отсортированности и степень цементированности.

Микроскопическое исследование шлифов позволило В. С. Князеву выделить среди песчано-глинистых пород доживетских отложений Западной Башкирии и Татарии разности с цементом: 1) опалово-халцедоновым, 2) халцедоновым и контактным, 3) регенерационным, 4) железисто-халцедоновым, 5) железистым (лимонит и пирит), 6) глинисто-железистым, 7) глинистым, 8) глинисто-серицитовым,

9) доломитовым и 10) кальцитовым, а также ряд образцов с цементом, более сложным по минералогическому составу, например образцы со смешанным цементом — доломитовым, опалово-халцедоновым и железистым.

При этом количество цементирующего материала варьировало от нескольких до 30% от веса породы. Однородный цемент располагался в порах более или менее равномерно, а смешанный — участками.

Песчано-алевритово-глинистые породы третичных отложений Краснодарского края оказались в основном кварцево-глауконитовыми алевролитами со значительно изменяющимся по величине содержанием глинистого, опалового, сидеритового, доломитового и кальцитового цементов.

В том случае, когда алевролиты были сцементированы в основном глиной или опалом, это были сравнительно высокопористые образования, равномерно пропитанные горной влагой, тогда как песчано-глинистые породы с карбонатным цементом часто оказывались плотными.

Доживетские породы в подавляющем большинстве были тоже плотными за счет цемента облеkania зерен и прорастания.

На первой ступени изучения связи между диффузионно-адсорбционным коэффициентом и влажностью минералогический состав зерен и цементирующего материала не принимался во внимание. Считалось, что хотя величина диффузионно-адсорбционных коэффициентов и зависит от минералогического состава пород, однако этот фактор относительно мало изменяет их значения.

В поисках причин отсутствия тесной связи между диффузионно-адсорбционным коэффициентом и влажностью пород были сделаны попытки учесть влияние характера цементирующего материала и порообразующего минерала пород.

С этой целью были построены зависимости диффузионно-адсорбционной активности от влажности для пород с одинаковым типом цемента (рис. 1 и 2).

Для доживетских отложений построено четыре зависимости Ad от W : 1) для песчаников и алевролитов с железистым цементом, железистой пленкой вокруг зерен, пиритовым и сидеритовым цементом; 2) для тех же пород с глинистым, глинисто-серицитовым, контактно-глинистым цементом; 3) для кварцевых песчаников с опалово-хал-

цедоновым, халцедоново-контактным и регенерационным цементом; 4) для полимиктовых песчаников с доломитовым и кальцитовым цементами.

Для пород Краснодарского края построено шесть зависимостей $Ad = f(W)$ (рис. 2): для песчано-глинистых пород с глинистым цементом, с опаловым и опалово-глинистым цементом, с сидеритовым и пиритовым цементами, с кальцитовым цементом; для доломитов; для ракушников.

На основании приведенного материала можно утверждать следующее.

1. Существование тесной функциональной связи между диффузионно-адсорбционной активностью и влажностью для пород доживетских отложений с одинаковыми типом цемента и структурой; связи, изображенные на рис. 1, гораздо теснее, чем те, которые получались ранее.

2. Наличие достаточно ясно выраженной зависимости между Ad и W для третичных песчано-глинистых пород Краснодарского края с одинаковыми типом цемента и глинистостью (см. прогностические кривые 1 и 2 на рис. 2, а, кривые 1, 2 и 3 на рис. 2, б и рис. 2, д и 2, е), а также для пород с определенным породообразующим минералом (см. зависимости на рис. 2, в и 2, г).

3. Значительную зависимость величины диффузионно-адсорбционной активности от минералогического состава пород.

Среди доживетских отложений, насыщенных хлоркальциевыми водами, наибольшими значениями диффузионно-адсорбционной активности отличаются породы с железистым цементом, железистой пленкой вокруг зерен, пиритовым и сидеритовым цементами.

Диффузионно-адсорбционная активность пород с глинистым, глинисто-серицитовым и контактно-глинистым цементами ниже.

Еще более низкими значениями диффузионно-адсорбционной активности отличаются породы с опалово-халцедоновым, контактно-халцедоновым и регенерационным цементом. Самой незначительной диффузионно-адсорбционной активностью характеризуются

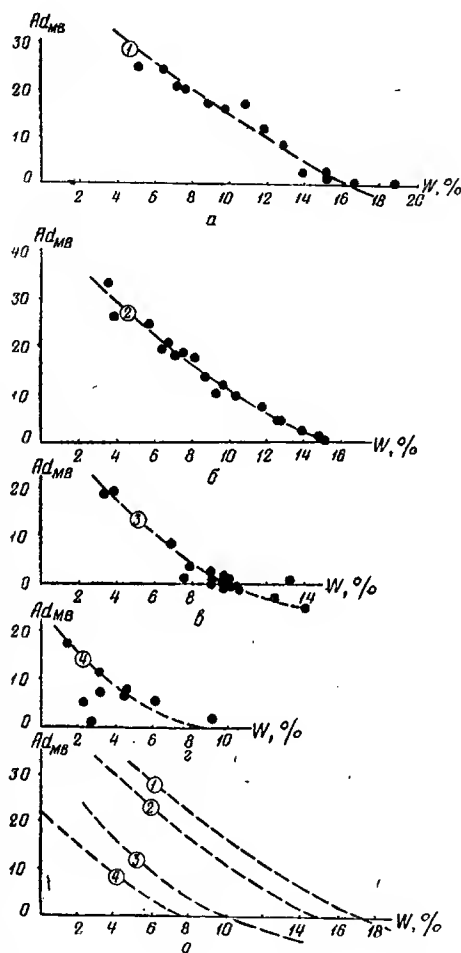


Рис. 1. Зависимости диффузионно-адсорбционной активности (Ad) от объемной влажности (W) для полимиктовых песчано-глинистых пород доживетских отложений разведочных площадей Башкирии и Татарии. (По В. Н. Кобрановой.)

Зависимость $Ad = f(W)$: а — для пород с железистым цементом, железистой пленкой вокруг зерен, пиритовым и сидеритовым цементами; б — для пород с глинистым, глинисто-серицитовым и контактно-глинистым цементами; в — для пород с опалово-халцедоновым цементом; г — для пород с доломитовым цементом; д — сопоставление средних линий выражающих зависимость $Ad = f(W)$ для полимиктовых песчано-глинистых пород с различным цементом.

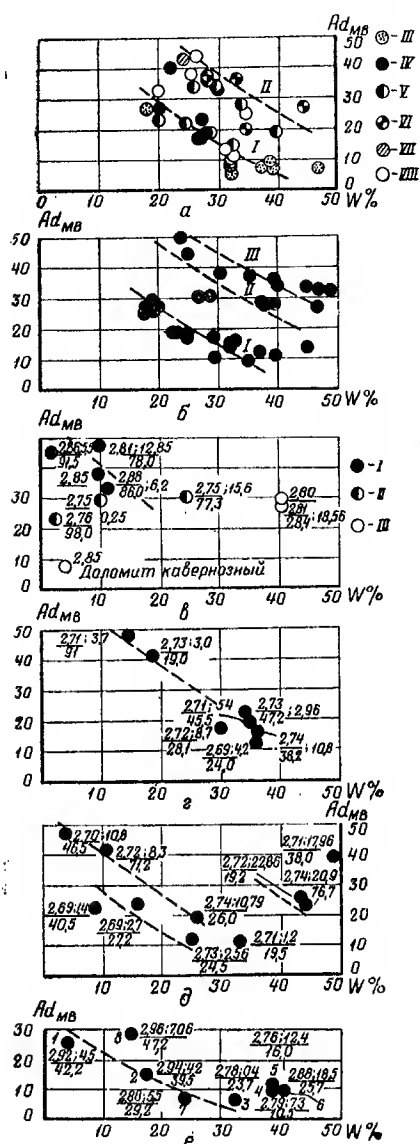


Рис. 2. Зависимости адсорбционной активности (Ad) от объемной влажности (W) для карбонатных пород и кварцево-глауконитовых песчано-алевритово-глинистых пород с глинистым, опаловым, опалово-глинистым, доломитовым и кальцитовым цементами из третичных отложений Краснодарского края.

а—зависимость $Ad=f(W)$ для пород с глинистым цементом: I—прогностическая кривая для пород с глинистостью 5%; II—прогностическая кривая для пород с глинистостью 15%; III—точки для пород с глинистостью от 1 до 5% от их веса; IV—точки для пород с глинистостью от 5 до 10% от их веса; V—точки для пород с глинистостью от 10 до 15% от их веса; VI—точки для пород с глинистостью от 15 до 20% от их веса; VII—точки для пород с глинистостью >25% от их веса; VIII—точки для пород неизвестного гранулометрического состава.

б—зависимость $Ad=f(W)$ для пород с опаловым и опалово-глинистым цементами: I—прогностическая кривая $Ad=f(W)$ для пород, имеющих глинистость 5% от

их веса; II—прогностическая кривая $Ad=f(W)$ для пород, имеющих глинистость 15% от их веса; III—прогностическая кривая $Ad=f(W)$ для пород, имеющих глинистость 20% от их веса.

в—зависимость $Ad=f(W)$ для доломитов, известковых доломитов и доломитово-глинистых пород: I—точки для доломитов; II—точки для известковых доломитов; III—точки для доломитово-глинистых пород.

г—зависимость $Ad=f(W)$ для ракушечников; в числителе у точек даются удельный вес и глинистость (вторая цифра слева направо), в знаменателе—растворимая часть (кальцит) в % от веса породы.

д—зависимость $Ad=f(W)$ для пород с кальцитовым цементом и различной степенью глинистости; в числителе у точек даются удельный вес и глинистость (вторая цифра слева направо), в знаменателе—растворимая часть (кальцит) в % от веса породы.

е—зависимость $Ad=f(W)$ для пород с сидеритовым цементом: 1, 2 и 3—точки, относящиеся к породам с большим содержанием сидерита; 4 и 5—точки, относящиеся к породам с незначительным содержанием сидерита (10,5 и 16% соответственно); 6—точка относится к породе с пиритовым цементом; 7—точка относится к породе с сидеритово-пиритовым цементом; 8—точка относится к породе с сидеритово-пиритово-лимонитово-кальцитовым цементом.

разности песчаников с доломитовым и кальцитовым цементами.

Нужно отметить, что сопоставление значений диффузионно-адсорбционной активности пород с различным минералогическим составом следует производить для одинаковых влажностей и что указанное соотношение между величинами диффузионно-адсорбционной активности действительно для отложений данного типа, содержащих сильно минерализованные хлоркальцевые воды.

Для палеогеновых отложений Краснодарского края, часто насыщенных значительно менее минерализованными щелочными гидрокарбонатнонатриевыми водами, наблюдается несколько иная картина. Здесь наибольшие значения диффузионно-адсорбционной активности при определенном содержании глинистой части ($Pl \approx 5\%$) имеют ракушечники, что объясняется их рыхлой структурой и, возможно, особенностями их минералогического состава; наименьшие величины Ad наблюдаются для песчано-глинистых пород, включающих железистые минералы (сидерит и пирит).

Диффузионно-адсорбционная активность песчано-глинистых пород с кальцитовым цементом несколько выше, чем пород с железистым цементом. Глинистые породы и породы с опаловым и опалово-глинистым цементом характеризуются при той же глинистости ($Pl \approx 5\%$) промежуточными значениями Ad .

Вследствие того, что эти породы могут содержать значительно больше глинистых частиц (15, 20% и более от веса породы), их активность при большей глинистости значительно превышает диффузионно-адсорбционную активность всех остальных песчано-глинистых пород.

Большие значения диффузионно-адсорбционной активности характерны также для доломитов вследствие их малой влажности.

4. Параллельность зависимостей $Ad = f(W)$ для доживетских отложений. Точки для пород со смешанным цементом, которых оказалось очень немного, располагаются между указанными кривыми ближе к той из них, цемент которой более характерен для данной породы.

5. Параллельность средних линий, выражающих тенденцию изменения диффузионно-адсорбционной активности с изменением влажности для пород Краснодарского края.

Практическое значение проведенных исследований состоит в следующем: недоучет значительного влияния на величину диффузионно-адсорбционной активности минералогического состава цементирующего материала пород определяет недостаточно тесную связь между диффузионно-адсорбционной активностью и влажностью пород.

По-видимому, если получить зависимость между диффузионно-адсорб-

ционной активностью (или относительными или приведенными аномалиями СП) и влажностью для вполне идентичных по минералогическому составу отложений, то они окажутся более строгими, и при использовании их для оценки влажности (пористости) по данным метода СП будут получены более точные результаты. Аналогичные по минералогическому составу отложения можно, по-видимому, выделить при помощи специального комплекса геофизических методов исследования скважин, например при помощи комплекса, включающего магнитный метод и методы рассеянного гамма-излучения и наведенной радиоактивности. Первый из них будет способствовать выделению железосодержащих отложений, второй и третий помогут выделить доломитовые, доломитово-обломочные, кальцитовые и преимущественно силикатные толщи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Изучение физических и литолого-петрографических параметров горных пород продуктивных отложений девона на месторождениях Бавлы и Туймазы. Фонды НИС МНИ, 1948.
2. Крннарн А. И. Опыт определения пористости горных пород по их каротажным данным. Нефт. хоз., № 12, 1954.
3. Изучение петрографических и коллекторских свойств и физических параметров горных пород нижнепалеозойских и докембрийских отложений Русской платформы. Фонды НИС МНИ, 1951.

* * *

Я. П. МАЛОВИЦКИЙ, Г. Т. ЮДИН

Открытие новой нефтегазоносной провинции в Алжире

За последние несколько лет в пределах северо-западной части Африки проведен обширный комплекс геолого-геофизических работ, которые выявили нефтеносность этой территории. Наиболее благоприятные результаты были получены в северной и центральной частях пустыни Сахары на территории Алжира.

В строении этой площади принимают участие разновозрастные элементы (см. рисунок). На крайнем севере, примерно в широтном направлении, протягивается альпийская склад-

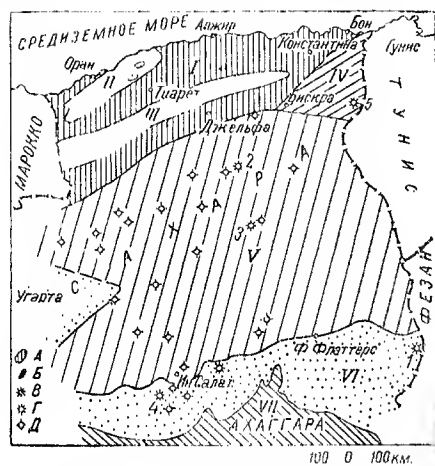
чатая система Атласа, в пределах которой на территории Алжира выделяется несколько межгорных впадин (Шелиф, Ходна и др.), выполненных третичными отложениями. С этими впадинами до последнего времени были связаны все известные нефтяные месторождения страны.

Южнее системы Атласа располагается докембрийская платформа. На самом юге страны выделяется Ахаггарский кристаллический массив, к северу от которого докембрийский

фундамент погружается на большую глубину. В этой зоне, как доказано глубоким бурением последних 2—3 лет, расположен крупный палеозойский бассейн, который разделен меридиональным поднятием фундамента в районе Амгида на две впадины. В 1954—1956 гг. в пределах этого бассейна были открыты месторождения нефти и газа.

Схема геологического строения бассейна может быть представлена в следующем виде (см. рисунок).

Бассейн выполнен мощной толщей осадков палеозойского и частично мезокайнозойского возраста. На южном борту бассейна на докембрийском фундаменте залегает толща песчанников и кварцитов кембро-ордовикского возраста. Мощность этой толщи изменчива и колеблется от 50 до 500 м.



Геологическая схема Алжира.

I — система Атласа; II — бассейн Шелиф; III — бассейн Ходна; IV — бассейн Константиной; Сахарский бассейн; V — площадь выходов мезокайнозойских отложений; VI — площадь выходов палеозойских отложений; VII — Северный склон Ахаггарского массива. А — площади истощенных нефтяных месторождений; Б — разрабатываемые нефтяные месторождения; В — скважины, давшие промышленную нефть: 1 — скв. Эджел, 2 — скв. Хасси-Мессауд, 3 — скв. Берриан; Г — скважины, давшие промышленный газ: 4 — скв. Берган; 5 — скв. Фоуа; Д — скважины, пробуренные в 1953—1956 гг.

Выше согласно залегают отложения готландского яруса, представленные в основном черными глинистыми граптолитовыми сланцами, в средней части которых залегает тонкий пласт известняка с ортоцерасами. Мощность готланда 150—600 м. В верхней части глинистые сланцы постепенно переходят в толщу песчанников нижнего девона (150—300 м). По направлению на север эти песчанники становятся мелководистыми и глинистыми. Средний девон представлен фаунистически хорошо охарактеризованной серией переслаивающихся глин, мергелей и известняков общей мощностью до 200 м. Известняки в свежем изломе имеют сильный битуминозный запах, в мергелях наблюдается слабая

битуминозность. Фациальный облик среднедевонских отложений различен по площади. В западной части бассейна развиты криноидные и водорослевые рифовые известняки мощностью до 100 м. На востоке преобладают сланцы и песчанники. Разрез верхнего девона в основном глинистый; лишь изредка встречаются маломощные прослои песчанников и известняков. Мощность колеблется от 1000 до 1500 м.

Выше с четко выраженным, особенно в восточной части бассейна у границы с Ливией, несогласием в основании залегают отложения нижнего карбона.

Турнейский ярус представлен глинами с прослоями известняков и песчанников, причем песчанники достигают иногда значительной мощности. Общая мощность отложений турне 100—400 м. В визейском ярусе (мощность до 1000 м) в нижней части преобладают глинистые сланцы в средней — мощные песчанники, в верхней — известняки. В самых верхах яруса появляются линзы гипсов. Отложения намюрского яруса сохранились только в зонах депрессии и представлены главным образом мергелями и гипсами с редкими прослоями известняков. Венчает разрез палеозоя условно относимая к верхнему карбону серия красноцветных глин и аркозовых песчанников.

На отложениях палеозоя с резким угловым несогласием залегает так называемая «континентальная» толща, имеющая, по-видимому, мезозойский (главным образом нижнемеловой) возраст и представленная песчанниками и сланцами. Ее мощность увеличивается с юга на север, достигая 500 м. По некоторым данным на севере впадины в основании «континентальной толщи» появляются триасовые отложения. Выше лежащие известняки верхнего мела и более молодые образования интереса в нефтегазоносном отношении не представляют.

В тектоническом отношении в пределах палеозойского бассейна северной и центральной Сахары выделяются две зоны, характеризующиеся развитием в их пределах различных структурных форм. Такими зонами являются склон Ахаггарского массива и область собственно впадины, где мощность палеозойских отложений достигает нескольких километров. Северный склон кристаллического массива характеризуется в общем моноклиальным залеганием осадочного покрова. Здесь часто наблюдаются сбросы, связанные с расколами фундамента, или крупные флексуры с простираем, как правило, меридиональным или близким к нему. К этой зоне примыкает ряд крупных, сильно эродированных складок, в ядрах которых выходит ордовик и даже докембрий. Поднятия такого типа осложнены крупными дизъюнктивными нарушениями.

В погруженных частях впадины развиты крупные пологие поднятия платформенного типа, вытянутые, как правило, в меридиональном направлении, хотя иногда встречаются структуры и другого простирания, вплоть до широтного. Разрывные нарушения существенной роли не играют. Длина таких под-

ятий часто превышает 50 км. В ряде случаев наблюдаются взлы платформенного типа, на которых расположены локальные куполовидные структуры.

Первые предположения о возможной нефтегазоносности Сахары были высказаны в 1949 г. В 1952 г. здесь впервые была проведена аэрогеологическая съемка, после чего начали разведку в больших масштабах различными геофизическими методами.

В 1953 г. и особенно в 1955 г. на выявленных геофизикой благоприятных структурах было начато глубокое поисковое бурение¹.

В 1954 г. на поднятии Берга было открыто первое в этой области газовое месторождение. На глубине 1392,3—1454,6 м скважиной вскрыты газоносные песчаники нижнего девона, из которых при испытании был получен приток газа в 600 тыс м³ в сутки.

На других участках бассейна из 20 законченных скважин, пробуренных в 1954—1955 гг., в девяти были получены небольшие притоки и признаки нефти и газа из отложений нижнего палеозоя, девона, карбона и низов мезозоя.

Наиболее важные открытия были сделаны в 1956 г. На юго-востоке Алжира у границы с Ливией, на поднятии Эджель из песчаников карбона с глубины 1475 м был получен приток нефти дебитом примерно в 70 м³/сутки. После этого на структуре были пробурены еще четыре скважины, три из которых

¹ В 1955 г. в Сахаре на территории Алжира были в бурении 21 скважина, из них закончены 14 скважин; общий метраж бурения 37185 м.

² Предполагается (7), что к 1959 г. добыча месторождения Эджель достигнет 4 млн. т в год, а Хасси-Мессауд — 5 млн. т в год.

также дали нефть с дебитом примерно 200 м³/сутки. Пробуренные скважины расположены далеко друг от друга (по меридиану примерно на 28 км, по широте 115 км).

Во второй половине 1956 г. в Хасси-Мессауд (100 км к юго-западу от Уаргла) было открыто месторождение нефти, запасы которого оцениваются весьма высоко. Мощность вскрытой продуктивной зоны 18 м, возраст ее — триас (?). Скважина-первооткрывательница была пробурена до глубины 3468 м и сначала давала около 100 м³/сутки нефти, затем дебит увеличился до 300—400 м³/сутки.

В последнее время в Сахаре также была открыта промышленная нефть в районах Тигентурин и Берриан; в первом районе нефть получена из визейского горизонта.

Признаки нефти и небольшие притоки газа были также получены в других скважинах, пробуренных в 1956 г.

Приведенные данные позволяют высоко оценивать перспективы нефтегазоносности Северной Сахары в пределах Алжира².

ЛИТЕРАТУРА

1. Разведка палеозоя к северу от Ахаггара (Сахара). IV Международный конгресс, т. I, Геология. Гостоптехиздат, 1956.
2. Меньшиков Н. Н. Основные черты геологического строения Сахары. БМОИП, отд. геол., т. XXXI, (6), 1956.
3. Бюллетень научно-технической информации. ЦНИИТнефть, № 47, 1956; № 6, 1957.
4. Oil and Gas J., т. 54, № 81, 19/XI 1956.
5. Techniques et Applications du Pétrole, № 127—128, 1956; № 132, 1957.
6. Petroleum Press. Service, № 10, 1956; № 1, 1957.
7. Petroleum Times, LXI N 1553, 1554, 1957.

* * *

О неправильном понимании генетической классификаций вод В. А. Сулина

В журнале «Азербайджанское нефтяное хозяйство» № 6 за 1956 г. была опубликована в порядке обсуждения статья проф. М. П. Толстого «Против «характеристик Пальмера» при интерпретации химического состава вод».

В этой статье автор начинает с правильной критики недостатков классификации вод Пальмера, подчеркивая ее формальность и отсутствие в ней учета таких характеристик, как общая минерализация воды, газовые компоненты, микроэлементы и т. д.

Однако главное внимание М. П. Толстой сосредоточил на критике не «характеристик Пальмера», а генетической классификации вод В. А. Сулина.

Удобные для понимания и изображения состава природных питьевых и минеральных

вод классификации вод Н. И. Толстихина, С. А. Шукарева, формула Курлова, удовлетворяющие потребности водоснабжения и бальнеологии, являются, как показал опыт, недостаточными для характеристики вод, сопровождающих нефтяные залежи, и поэтому не нашли применения у геологов и гидрогеологов-нефтяников.

В отличие от многих существующих классификаций природных вод классификация вод В. А. Сулина отображает не только химический состав вод, но и обстановку и направленность формирования состава вод. Поэтому она с полным правом называется генетической классификацией вод. Знакомясь со статьей М. П. Толстого, приходится сделать вывод, что автор не понял этой главной особенности классификации вод В. А. Сулина.

Защищая позиции формальных классификаций, М. П. Толстой рекомендует всфтяникам возвратиться далеко назад, к формуле Курлова.

Рассмотрим подробнее некоторые положения его статьи.

В начале статьи М. П. Толстой неправильно утверждает, что классификация Пальмера основана на присутствии «ис существующих в растворах солей». Здесь автор, очевидно, имеет в виду, что растворенные в воде соли диссоциируют на ионы и в водных растворах образуются эквивалентные количества катионов и анионов, теряющих свою специфическую приуроченность к какой-либо определенной соли. Нельзя, однако, отрицать, что основным начальным процессом, формирующим состав вод, является выщелачивание из почв и пород водорастворимых солей, в том числе и солей, присутствующих в твердом виде. Общеизвестны примеры «гипсовых» вод, образующихся при размывании гипсоносных толщ, или «соленых» вод, выщелачивающих каменную соль.

В классификации Пальмера отсутствует систематизация вод по содержанию солей. Как известно, Пальмер оперирует в своей классификации не солями, а введенными им понятиями «соленость», «жесткость», «щелочность», выделяя лишь две группы анионов — сильных и слабых — и соответственно две группы — сильных и слабых — катионов, которые появляются в водах вследствие растворения природных солей: хлоридов, сульфатов, карбонатов и т. д. Вряд ли можно рассматривать этот процесс как нечто фантастическое и основанное на чем-то не существующем в природе.

Другое дело, что классификация Пальмера является слишком широким обобщением, недостаточным для решения такого сложного вопроса, как происхождение состава подземных вод. Но ведь, как говорит дальше и автор статьи, уже много лет этой классификацией никто не пользуется.

Основная ошибка М. П. Толстого заключается в том, что он отождествляет классификацию Пальмера с его способом изображения состава вод путем вычисления так называемых «характеристик» (S_1 , S_2 , A_1 , A_2 и др.). «Характеристики» Пальмера — это только прием, метод изображения, дающий самое первое представление о химическом составе воды и преобладающих группах ионов, не более. Прием этот, конечно, условен, недостаточен, но на первых порах, как признает сам М. П. Толстой, он дал «возможность подразделить и систематизировать огромное количество анализов вод различных районов СССР», проводить «составление вод различных горизонтов», устанавливать «приток чуждых вод в пласт» и т. д., так что определенную служебную роль этот способ изображения состава вод выполнил. Доказывать сейчас, что для решения более сложных вопросов он не годится, — значит ломиться в открытые двери.

Совершив эту принципиальную ошибку, М. П. Толстой усугубляет ее, отождествляя неправильно понятию им классификацию

Пальмера с генетической классификацией вод В. А. Сулина.

В. А. Сулин отчетливо представлял себе всю ограниченность классификации вод Пальмера. Еще в 1935 г. в своей известной книге «Воды нефтяных месторождений» он писал: «Недостатком классификации природных вод Пальмера является грубая схематичность подразделения вод на отдельные группы. По существу говоря, третий класс Пальмера объединяет в себе почти все типы поверхностных природных вод, за исключением щелочных. Кроме того, классификация Пальмера абстрагирует минерализацию вод...» (стр. 33—34). И далее: «Характеристики Пальмера не учитывают относительного участия в составе вод отдельных анионов... Относительная величина отдельных катионов также не может быть определена характеристиками Пальмера» (стр. 37—38). Этот недостаток классификации вод Пальмера В. А. Сулин пытался устранить еще в 1935 г., введя величины относительной эквивалентов отдельных ионов $\left(\frac{SO_4}{Cl}, \frac{Ca}{Mg}, \frac{Na}{Cl}\right)$, и предпо-

лагал, что «в будущем, после более обстоятельного изучения газового и коллоидного состава вод, эта дифференциация (т. е. дифференциация классов вод. — Е. Б.) может быть дополнена разбивкой классов вод на более дробные единицы, исходя из состава их газовых и коллоидных компонентов». В. А. Сулин добавлял, что «в характеристику вод, само собой разумеется, должна входить и ее минерализация» (стр. 33—34).

В 1946—1948 гг. В. А. Сулиным была опубликована новая, более стройная генетическая классификация вод, явившаяся итогом его многолетних работ в области изучения подземных и поверхностных природных вод.

Генетическая сущность этой классификации, ее смысл и отличие от всех других существующих гидрохимических классификаций заключается в том, что она учитывает влияние особенностей природной обстановки, в которой рассматриваемые воды находятся, ее специфики, определяющей присутствие в водах таких сочетаний компонентов химического состава, какие характеризуют только данную обстановку и обуславливаются протеканием в ней строго определенных физико-химических процессов. При этом компоненты, определяющие специфику воды, могут не преобладать в ее составе и, как правило, не преобладают, однако именно они и являются теми руководящими показателями, которые помогают расшифровывать загадку происхождения состава вод.

Анализируя состав вод различных природных обстановок, В. А. Сулин выделил четыре типа вод: гидрокарбонатнонатриевый, сульфатнонатриевый, хлормagneиный и хлоркальциевый. Перечисляя и описывая свои типы вод, В. А. Сулин указал на характерные для их существования природные условия: континентальные для первых двух типов, морские для хлормagneиного и условия глубинного залегания для вод хлоркальциевого типа. В. А. Су-

лиш нигде не говорил, что воды гидрокарбонатнонатриевого типа встречаются только на поверхности, в условиях континента, а воды хлоркальциевого типа — только на глубине. В своих работах, напротив, он часто говорит о появлении щелочных вод в недрах многих нефтяных месторождений, а хлоркальциевых — также в поверхностных озерах, на солончаках, в аллювиальных отложениях рек и т. д. Речь идет о типичной обстановке, а не об особых, сравнительно редких условиях, впрочем, не противоречащих общей теории происхождения вод хлоркальциевого типа (С. А. Щукарев, М. С. Курнаков, В. А. Сулин). Кстати, о своеобразии щелочных вод низов продуктивной толщи, о которых говорит в своей статье М. П. Толстой, В. А. Сулин писал неоднократно, и то обстоятельство, что минерализация их резко падает с глубиной, говорит отнюдь не в пользу их только седиментационного (по Толстому) происхождения. Кроме того, не стоит противопоставлять седиментационные воды континентальным, как это делает М. П. Толстой, так как последние могут быть унаследованы от континентальных пресных бассейнов. Возможно также захоронение древних пресных вод инфильтрационного происхождения, проникших в недра в периоды континентальных перерывов, о чем писал еще В. А. Сулин. Вопрос о происхождении щелочных вод низов продуктивной толщи Азербайджана и, добавим, красноцветной толщи Туркмении гораздо более сложен, чем это представлено в статье М. П. Толстого.

В пределах своих типов вод В. А. Сулин выделяет группы и подгруппы по преобладающим ионам, тем самым сближая свою классификацию с общезвестными химическими классификациями вод, начиная от классификации В. А. Александрова и кончая классификацией О. А. Алекина. Но это выделение носит у В. А. Сулина иной смысл — не формальной констатации преобладания того или иного компонента, а определения этапа формирования вод, т. е. глубины преобразования их состава, а также глубины и характера изменения заключающих воды пород (степени их выщелоченности, изменения состава поглощенного комплекса, минерального новообразования и т. д.).

В. А. Сулин выделяет также классы, используя характеристики Пальмера. Эти классы имеют чисто подсобное значение, иллюстрируя более привычно для многих нефтяников некоторые физические свойства вод: щелочность (A_1), жесткость устранимую (A_2) и постоянную (S_2), соленость (S_1), кислотность (S_3). Никакого самостоятельного генетического значения они не имеют. Даже для общего изображения состава вод В. А. Сулин считал их в 1948 г. недостаточными. «Поэтому, — писал он, — в изображении состава вод мы используем: 1) формулу воды в изображении Пальмера; 2) коэффициенты $\frac{SO_4}{Cl}$ и $\frac{Ca}{Mg}$; сумму миллиграмм-эквивалентов-ионов, находящихся в воде, Σ как показатель кон-

центрации воды и, наконец, генетические коэффициенты, устанавливающие тип вод: $\frac{Na-Cl}{SO_4}$ или $\frac{Cl-Na}{Mg}$ или коэффициент, обобщающий родственные генетические типы вод, $\frac{Na}{Cl}$ ». И далее В. А. Сулин пишет: «Особенность нашей классификации вод заключается не в предлагаемом методе изображения состава вод, а в генетической сущности классификации. Эквивалентные отношения ионов характеристики Пальмера являются для нас лишь инструментом, вскрывающим существо природных процессов преобразования состава вод» (стр. 185—186, 1948).

Вот этого-то и не понял М. П. Толстой.

Надо сказать, что последняя классификация вод О. А. Алекина, о которой упоминается в статье М. П. Толстого, близка к классификации В. А. Сулина, так как в рамках групп вод, называемых им по преобладающему катиону, выделяются типы, аналогичные типам Сулина. Так, первый тип О. А. Алекина, выделяемый им по отношению $HCO_3 > Ca + Mg$, означает, как мы видели выше, принадлежность воды к гидрокарбонатнонатриевому типу В. А. Сулина. Второй тип Алекина — сульфатнонатриевый тип Сулина, третий — объединяет хлормagneзиевый и хлоркальциевый типы Сулина; четвертый тип Алекина по существу входит в состав хлоркальциевого типа Сулина с той разницей, что в нем присутствуют соединения, придающие воде кислые свойства (класс S_3 Сулина). И в других относительно новых классификациях при ближайшем рассмотрении обнаруживаются те же типы В. А. Сулина, только под названием классов, причем, кроме основных четырех, выделяется еще много промежуточных, производных классов смешанных вод, которым не следовало бы придавать положение, равноправное с основными генетическими типами вод (В. М. Левченко, С. А. Дуров).

Таким образом, необходимость выделения четырех основных типов вод объективна и ее волей-неволей устанавливают даже те, кто не разделяет воззрений В. А. Сулина.

М. П. Толстой предлагает вернуться к формуле Курлова. Но это же не классификация, а опять лишь метод изображения состава вод, хороший для небольшого количества анализов и мало применимый для значительного их числа.

В конце статьи М. П. Толстой несколько запоздало декларирует необходимость определения ряда элементов (NH_4 , Li , Sr , Ba , V), часть из которых давно систематически определяется (NH_4 , V), а другие показали себя лишь как возможные коррелятивы водоносных горизонтов в пределах немногих провинций и районов.

М. П. Толстой считает также необходимым «предостеречь от некритического и чрезмерного увлечения нефтяниками «характеристиками Пальмера», «формулами химического состава вод» как «не способствующими правильному разрешению вопросов гидрохимии». При этом он ничего не предлагает взамен и «разрешает»

до лучшего будущего продолжать пользоваться характеристиками Пальмера «для сопоставления тех сильно минерализованных вод, где они себя оправдали». Таким образом, М. П. Толстой рекомендует вернуться к тем же характеристикам Пальмера,

которыми уже никто не ограничивается и которые применяются лишь в качестве дополнения к классификации Сулина.

Вряд ли такие критика и рекомендации полезны и способствуют углублению наших представлений о генезисе подземных вод.

ЛИТЕРАТУРА

Толстой М. П. Против «характеристик Пальмера» при интерпретации химического состава вод. АНХ, № 6, 1956.

Сулин В. А. Воды нефтяных месторождений. ОНТИ, Глав. ред. горно-топлив. лит-ры, 1935.

Сулин В. А. Гидрогеология нефтяных месторождений. Гостехиздат, 1948.

Сулин В. А. Условия образования, основы классификации и состав природных вод, в частности вод нефтяных месторождений. Изд. АН СССР, 1948.

Алекин О. А. Основы гидрохимии. Гидрометеиздат, 1953.

Ф. Алексеев, Е. Барс, Л. Гуляева, В. Глезер, Е. Гавриленко, С. Когон.

* * *

К утверждению проектов разработки центральных площадей Ромашкинского и Шкаповского месторождений

В Центральной комиссии по разработке нефтяных и газовых месторождений МНП СССР с 1 по 4 апреля 1957 г. проводилось обсуждение уточненных проектов разработки шести центральных площадей Ромашкинского месторождения объединения Татнефть и пласта D_{IV} Шкаповского месторождения объединения Башнефть, составленных Всесоюзным нефтегазовым научно-исследовательским институтом (ВНИИ).

Обсуждению предшествовала работа экспертных комиссий, составленных из геологов и инженеров объединений Татнефть, Башнефть, Куйбышевнефть, Краснодарнефть, Сталинграднефть, Саратовнефть и представителей научно-исследовательских институтов УфНИИ, ТатНИИ и Гипровостокнефти.

В процессе обсуждения на заседании Центральной комиссии, а также в заключениях экспертных комиссий были подвергнуты серьезной критике отдельные принципы, положенные в основу представленных проектов разработки.

Основная дискуссия развернулась вокруг вопроса о плотности размещения эксплуатационных скважин на разрабатываемых площадях Ромашкинского месторождения.

В рекомендуемых институтом вариантах разработки Мишинецкой, Абдрахмановской и Павловской площадей предусматривалось сохранение на первых этапах разработки существующих расстояний между скважинами в 600 м и между рядами в 1000 м, а на последнем этапе разработки — уплотнение скважин на линии стягивания контуров до 200-метровой сетки.

На Альметьевской площади институт рекомендовал принять сетку в зоне разбуривания в 52 га ($650 \text{ м} \times 800 \text{ м}$).

В пересчете на всю площадь нефтеносности площадь, приходящаяся на одну эксплуатационную скважину, по всем рассмотренным проектам в среднем составляет от 70 до 100 га.

В заключениях экспертных комиссий, а также в отдельных выступлениях отмечалось, что пласт D_I на Ромашкинском месторождении отличается сложным геологическим строением с резкой фациальной изменчивостью; проницаемость песчаников сильно изменяется как по площади продуктивного горизонта, так и по мощности разреза, в связи с чем большие расстояния между скважинами могут вызвать снижение конечного коэффициента нефтеотдачи.

При выборе сетки скважин на центральных площадях Ромашкинского месторождения рекомендовалось учитывать опыт разработки Туймазинского, Бавлинского и Серафимовского месторождений и принять сетку с площадью 20—35 га на одну скважину.

Отмечалось, что методика определения зависимости снижения нефтеотдачи от плотности сетки эксплуатационных скважин, предлагаемая институтом, дает преуменьшенные значения относительных потерь нефти.

В. П. Бухарцев (Институт нефти АН СССР) представил графические построения, показывающие, что величина потерь нефти из-за разрежения сетки скважин в условиях Ромашкинского месторождения значительно выше, чем принято в расчетах ВНИИ.

Интересные данные по зарубежному опыту в связи с плотностью расстановки скважин привел в своем выступлении проф. В. Н. Щелкачев. По 45 крупным нефтяным месторождениям США с извлекаемыми запасами нефти свыше 41 млн. т в каждом средняя площадь, приходящаяся на одну скважину, составляет 6,82 га, считая на всю площадь нефтеносности залежи. Если взять из этих месторождений более молодые, где извлечено нефти менее 40% от запасов, то по этой группе месторождений средняя площадь на скважину составляет 11,4 га. Отмечая тенденцию к уменьшению плотности сетки скважин, В. Н. Щелкачев подчеркивает, что месторождений с площадью свыше 16 га на скважину насчитывается только единицы, причем в каждом конкретном случае это связано с коллекторскими свойствами пласта (например, с трещиноватостью на месторождении Спраберри) или с рельефом местности (месторождение Пембино в Канаде и Парентис во Франции).

Совещание пришло к единому мнению, отметив, что в проектах разработки Миннибаевской, Абдрахмановской и Павловской площадей расстояние между нагнетательными скважинами и первым эксплуатационным рядом принято очень большим — 2000 м.

Так как эта площадь, составляющая от 37 до 52% от всей площади, выделенной для разработки, не разбуривается, были высказаны опасения о возможности значительного снижения конечной нефтеотдачи пласта.

Институт предложил для повышения темпов отбора нефти во всех представленных проектах увеличить давление на контуре нагнетания относительно начального пластового давления.

Это предложение также вызвало живое обсуждение. В частности, экспертная комиссия, работавшая под председательством А. З. Дубинина, отметила возможность перетока нефти из пласта Д₁ в водоносный пласт Д₂ в зонах повышенных давлений и рекомендовала для предупреждения этих потерь не применять повышенных давлений на линии нагнетания на первом этапе разработки до обводнения площади между нагнетательными скважинами и первым эксплуатационным рядом скважин.

Г. К. Максимович высказал соображения, что для повышения давления на фронте нагнетания до запроектированного значения в 225 ат из-за наличия четкой связи между пластами Д₁ и Д₂, понадобится значительно повысить объем закачиваемой в пласт воды против предусмотренного в проектах. При этом он сослался на практику законтурного заводнения на Бавлинском месторождении, где длительная закачка повышенных объемов воды не обеспечила существенного повышения пластового давления в зоне нагнетания.

Как известно, вопрос о повышении давления на линии нагнетания при виутриконтурном заводнении на Ромашкинском месторождении рассматривался неоднократно. На Всесоюзном совещании по добыче нефти в г. Куйбышеве (июнь 1956 г.) было принято решение прове-

сти опытные работы на отдельных залежах нефти в Башкирии и только после этого сделать окончательные выводы о широком внедрении этого предложения в практику разработки нефтяных месторождений.

Приходится сожалеть, что до сего времени не начата реализация этого решения.

Много возражений вызвала принятая в проектах величина среднего дебита эксплуатационных скважин. Для Миннибаевской площади средний дебит для первого этапа разработки принят равным 141 т в сутки, для Абдрахмановской площади — 131,5 т в сутки; для пласта Д_{IV} Шкаповского месторождения, имеющего среднюю нефтенасыщенную мощность всего 6,6 м при водоплавающей зоне, занимающей 84% всей нефтеносной площади, средний дебит на первом этапе разработки принят равным 91 т в сутки, а на седьмом и восьмом этапах — соответственно 230 и 340 т в сутки.

Совершенно очевидно, что значения среднего дебита скважин также сильно завышены.

Экспертная комиссия, работавшая под председательством Р. Мингареева, в своем заключении записала, что нельзя согласиться с запроектированными дебитами по Шкаповскому месторождению, так как в водоплавающей зоне при эксплуатации необходимо иметь пониженные депрессии, чтобы обеспечить продление сроков эксплуатации скважин и повышенную нефтеотдачу.

Для обоснования запроектированных дебитов в условиях водоплавающей залежи приводятся данные промысловых исследований отдельных скважин, проведенных институтом совместно с НПУ Бугульманефть на Абдрахмановской площади. Однако этих данных, как отметила в своем выступлении главный геолог НПУ Бугульманефть М. М. Иванова, недостаточно, так как было исследовано всего 12 скважин с незначительной обводненной мощностью пласта (10—20% от всей мощности) при максимальной депрессии на пласт, не превышающей 19 ат, и в течение сравнительно непродолжительного времени.

В отдельных проектах, представленных институтом, предусматривалось осуществление переноса фронта нагнетания при обводнении второго эксплуатационного ряда скважин на 50%. При этом предполагалось, что все скважины первого, ранее оставленного эксплуатационного ряда будут к этому времени полностью обводнены.

Такая схема была принята и положена институтом в основу всех последующих технико-экономических расчетов.

Многие из выступавших отмечали, что вследствие значительной неоднородности пласта извлечение нефти из слабопроницаемых участков пласта будет продолжаться многие годы, скважины не будут отключаться в сроки, принятые в проектах. Таким образом, все технико-экономические показатели, полученные в проектах (срок разработки, уровень добычи по годам и т. д.), являются нереальными. В своих заключениях все экспертные

комиссии признали, что перенос фронта нагнетания, предлагаемый институтом после обводнения на 50% второго ряда эксплуатационных скважин, нельзя считать целесообразным.

В результате широкого обсуждения принципиальных положений, принятых институтом, Центральная комиссия по разработке утвердила представленные проекты разработки отдельных площадей Ромашкинского месторождения со значительными изменениями, отражающими в той или иной степени высказанные при обсуждении замечания. В частности, по Мининбаевской площади было принято решение пробурить дополнительный ряд эксплуатационных скважин впереди первого существующего ряда. Наряду с сокращением неразбуриваемой площади между фронтом нагнетания и зоной отбора это позволит значительно снизить средний дебит эксплуатационных скважин.

Разбуривание центральной зоны Мининбаевской площади намечено осуществить с расстояниями между рядами в 600 м и между скважинами в рядах в 500 м. Расстояние внутреннего ряда эксплуатационных скважин до центрального разрезающего ряда намечено установить в 1200 м.

Давление на контуре нагнетания принято равным 185 ат, т. е. несколько выше начального пластового давления (175 ат), но значительно ниже, чем было рекомендовано институтом (225 ат).

На Абдрахмановской и Павловокой площадях также решено пробурить дополнительный ряд эксплуатационных скважин впереди первого существующего ряда, а на Абдрахмановской площади — и впереди внутреннего (третьего) существующего ряда эксплуатационных скважин.

Вопрос о бурении эксплуатационных скважин между существующими рядами на Мининбаевской, Абдрахмановской и Павловокой площадях решено рассмотреть дополнительно после проведения комплекса исследовательских работ по изучению геологического строения пласта D_1 на этом участке и накопления данных по разработке площадей.

Проведение исследовательских работ решено возложить на объединение Татнефть совместно с ВНИИ и ТатНИИ в течение 1957—1959 гг. Кроме получения дополнительных данных о строении продуктивного горизонта при помощи глубинных дебитомеров, гидроразведки и т. д., промышленные исследования должны установить условия эксплуатации скважин с подошвенной водой и дать ответ о возможности получения в этих условиях высоких дебитов нефти.

По Южно-Ромашкинской и Зеленогорской площадям приняты те варианты проектов, в которых предусмотрено наиболее плотное размещение скважин с площадью, приходящейся на одну скважину, в 24 га (в зоне разбуривания).

Проект разработки пласта D_{1V} Шкаповского месторождения утвержден для первого этапа разработки с изменением принятого в проекте среднего дебита с 91 до 60 т в сутки, что повлечет за собой соответствующее снижение уровня добычи по залежи.

Наряду с этим УфНИИ, которому передается все дальнейшее проектирование разработки Шкаповского месторождения, поручено в дополнение к принятому проекту разработать необходимые мероприятия по закачке воды в центральную часть залежи и обосновать возможность бурения дополнительных рядов эксплуатационных скважин.

В заключение следует отметить, что опыт рассмотрения проектов разработки площадей Ромашкинского и Шкаповского месторождений с широким привлечением геологов и инженеров из нефтедобывающих объединений, нефтепромышленных управлений и периферийных научно-исследовательских институтов полностью себя оправдал. При обмене мнениями была получена возможность широко оговорить и использовать уже накопленный опыт разработки нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления в восточных районах страны и благодаря этому выбрать оптимальный вариант разработки основных площадей Ромашкинского и Шкаповского месторождений на ближайшее пятилетие.

Н. Чернов

* * *

6 руб.

**ОТКРЫТА ПОДПИСКА
НА ВТОРОЕ ПОЛУГОДИЕ 1957 ГОДА
на ежемесячные журналы Гостоптехиздата**

ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ

орган Министерства нефтяной промышленности СССР

Подписная цена: на 6 мес. — 36 руб., на 3 мес. — 18 руб.

НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО

орган Министерства нефтяной промышленности СССР

Подписная цена: на 6 мес. — 36 руб., на 3 мес. — 18 руб.

ХИМИЯ И ТЕХНОЛОГИЯ ТОПЛИВА И МАСЕЛ

орган Министерства нефтяной промышленности СССР
и Президиума Академии Наук СССР

Подписная цена: на 6 мес. — 36 руб., на 3 мес. — 18 руб.

ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

орган Главгаза СССР,
Министерства коммунального хозяйства РСФСР и Научно-технического общества энергетической промышленности

Подписная цена: на 6 мес. — 24 руб., на 3 мес. — 12 руб.

**СТРОИТЕЛЬСТВО ПРЕДПРИЯТИЙ
НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

орган Министерства строительства предприятий
нефтяной промышленности

Подписная цена: на 6 мес. — 24 руб., на 3 мес. — 12 руб.

НЕФТЯНИК

массовый производственно-технический журнал

орган Министерства нефтяной промышленности СССР
и ЦК профсоюза рабочих нефтяной промышленности СССР

Подписная цена: на 6 мес. — 18 руб., на 3 мес. — 9 руб.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БЮЛЛЕТЕНЬ

орган Министерства нефтяной промышленности СССР

Подписная цена: на 6 мес. — 18 руб., на 3 мес. — 9 руб.

Подписка принимается в городских отделах „Союзпечать“, конторах, отделениях и агентствах связи, в пунктах подписки на заводах, промыслах и стройках, в учебных заведениях, учреждениях и организациях.